

UNIVERSIDAD CARLOS III DE MADRID
ESCUELA POLITÉCNICA SUPERIOR
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA



PROYECTO FIN DE CARRERA

INGENIERÍA INDUSTRIAL

APROXIMACIÓN A LAS REDES ELÉCTRICAS DEL FUTURO

Autor: Víctor Romero Taravilla

Tutor: Ángel Ramos Gómez

Leganés, 15 de Julio de 2011



ÍNDICE

INTRODUCCIÓN	5
1. CONTEXTO	5
2. OBJETIVOS DEL PROYECTO	6
3. ESTRUCTURA DE LA MEMORIA	7
CAPÍTULO 1	9
1. EL SISTEMA ELÉCTRICO EN EL AÑO 2025	10
2. ESTADO ACTUAL DE LAS TECNOLOGÍAS IMPLICADAS Y LÍNEAS TECNOLÓGICAS A IMPULSAR	13
3. NUEVOS MODELOS DE NEGOCIO Y BENEFICIOS POTENCIALES	28
CAPÍTULO 2	33
1. SISTEMAS DE TRANSMISIÓN FLEXIBLES MEDIANTE CORRIENTE ALTERNA	34
2. DISPOSITIVOS	36
3. APLICACIONES	41
4. INCONVENIENTES	45
CAPÍTULO 3	47
1. DEFINICIÓN Y APLICACIONES FUNDAMENTALES	48
2. TECNOLOGÍAS IMPLICADAS EN LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA	51
3. GENERACIÓN DISTRIBUIDA Y RECURSOS ENERGÉTICOS DISTRIBUIDOS	55
4. VENTAJAS Y BENEFICIOS POTENCIALES	59
CAPÍTULO 4	61
1. INTRODUCCIÓN	62
2. CARACTERIZACIÓN DE LA DEMANDA	65
3. FACTORES DEL CAMBIO	69
4. REDES ACTIVAS: AUTOMATIZACIÓN DE LAS REDES DE TRANSPORTE Y DISTRIBUCIÓN	73
5. BENEFICIOS POTENCIALES	82
CAPÍTULO 5	85
1. MEDICIÓN INTELIGENTE	86
2. APLICACIONES	89
3. BENEFICIOS DE LOS SISTEMAS DE MEDICIÓN INTELIGENTES Y PARTES IMPLICADAS	92
4. EL FUTURO DE LA MEDICIÓN INTELIGENTE: TELEGESTIÓN DIGITAL DE CONSUMO DOMÉSTICO	95



CAPÍTULO 6	99
1. DESCRIPCIÓN TÉCNICA	100
2. APLICACIONES	106
3. BENEFICIOS REALES Y POTENCIALES DE LA TECNOLOGÍA DE SINCROFASORES	112
CAPÍTULO 7	117
1. NUEVAS TECNOLOGÍAS DE TRANSPORTE DE ENERGÍA	118
2. SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA	125
3. BENEFICIOS POTENCIALES	131
4. SUPERCONDUCTIVIDAD Y ALMACENAMIENTO	132
CAPÍTULO 8	135
1. DEFINICIÓN: UNA NUEVA FORMA DE CONCEBIR LA RED ELÉCTRICA DEL FUTURO	136
2. COMPONENTES DE UNA MICRORRED	139
3. CONFIGURACIÓN, ESPECIFICACIONES Y OPERACIÓN DE MICRORREDES	145
4. BENEFICIOS POTENCIALES	153
CAPÍTULO 9	157
1. TIPOS DE VEHÍCULO ELÉCTRICO	158
2. TECNOLOGÍA DE BATERÍAS PARA VE	165
3. ESCENARIOS DE REPOSTAJE	168
4. IMPACTO PROVOCADO SOBRE LA RED ELÉCTRICA	173
5. BENEFICIOS POTENCIALES Y OBJETIVOS DE MEJORA	176
CONCLUSIONES	179
BIBLIOGRAFÍA	193

INTRODUCCIÓN

1. CONTEXTO

Nos encontramos en un momento de la historia en el que el ser humano debe tomar, en un corto espacio de tiempo, una serie de decisiones que determinarán de forma unívoca el futuro que viviremos.

Ninguno de nosotros puede considerarse ajeno a esta situación, ya que en mayor o menor medida, seremos parte implicada en el proceso, personajes de la historia que estamos obligados a representar. Y por nuestro propio bien será conveniente hacerlo de la mejor manera posible.

El mundo en el que vivimos está mandando continuamente señales de que el modelo que existe en la actualidad, el que proponemos a largo plazo, no va a funcionar. Simplemente no es sostenible y, cualquier cosa que no es sostenible, tarde o temprano acaba fracasando.

Es, por tanto, el momento de anticiparse a las decisiones que hay que tomar, predecir cuáles pueden ser las consecuencias de nuestros actos y decidir si merece la pena sacrificar algunas de las cosas y comodidades que tenemos, a costa de poder seguir disfrutando del resto por mucho tiempo.

En Octubre de 2009 tuve la oportunidad de realizar una beca correspondiente al Programa Best del grupo Unión Fenosa, recalando en el departamento de I+D de Unión Fenosa Distribución. Durante seis meses estuve en contacto con personas que trabajan en proyectos orientados, en su gran mayoría, a un concepto que llamaban por aquél entonces *smart grids*.

Con el paso del tiempo fui entendiendo que se estaba tratando de gestar un nuevo modelo de red eléctrica capaz de implicar a todos los agentes y consumidores en ella, en el que el operador del sistema, en nuestro país Red Eléctrica de España, debía dar un paso lateral para dejar un lugar preferente al Cliente dentro de la red eléctrica del futuro.

Sin embargo, durante los meses que compartí experiencia con estas personas nunca existió un propósito único y claro, sino múltiples conceptos, en ocasiones con dificultades para encontrar una relación entre ellos.

La proliferación de fuentes de generación renovables en los últimos años requiere redefinir estrategias que permitan maximizar el aprovechamiento de estos recursos energéticos renovables, ya que son los más eficientes.

Los avances en tecnologías de comunicación, informática y electrónica de potencia posibilitan, a día de hoy, gestionar estos recursos renovables optimizando al máximo la capacidad de los equipos y reduciendo, en definitiva, la dependencia global de recursos energéticos fósiles, con la consiguiente reducción en las emisiones de gases de efecto invernadero.

Los problemas derivados de la variabilidad de dichas fuentes renovables pueden ser cubiertos mediante sistemas de almacenamiento de energía, los cuales requerirán nuevos sistemas de gestión capaces de interactuar con el sistema eléctrico global.

Si además se consigue hacer partícipe del modelo al consumidor, mediante su participación en el mercado, generando o consumiendo energía según las necesidades del sistema o las suyas propias, será necesario implantar equipos de medida con capacidad de gestionar cargas en tiempo real. Esto último se denomina Gestión de la Demanda y es un concepto totalmente novedoso con respecto a la concepción que tenemos, a día de hoy, del sistema eléctrico.

Nuevas tecnologías emergentes, como son la superconductividad o el vehículo eléctrico deberán ser integradas en breve en la red eléctrica, para lo cual simplemente no está preparada en la actualidad. Es, por tanto, necesario readaptar las redes eléctricas a las nuevas funciones que éstas deberán desempeñar.

Como se puede comprobar, el cambio de paradigma es radical, implicando a la práctica totalidad de los agentes del sistema eléctrico. Pensar en introducir esta serie de mejoras propuestas sin revolucionar el concepto de red eléctrica resulta absolutamente inviable.

En buena medida, lo que hace inteligente a una red eléctrica es su capacidad para predecir los patrones de consumo, anticipándose a las necesidades de los consumidores, dando respuesta en tiempo real a las contingencias que se presenten y, en definitiva, adaptándose a las cada día más crecientes exigencias de calidad de suministro de la sociedad actual.

2. OBJETIVOS DEL PROYECTO

El principal objetivo del presente proyecto es dibujar una aproximación a las redes eléctricas del futuro que permita obtener una visión global de los aspectos técnicos y tecnológicos que posibilitarán la introducción y desarrollo de las *smart grids*.

Para la consecución de este objetivo se irán presentando y desgranando las diferentes tecnologías que se espera participen en el nuevo paradigma de la red de electricidad. Se pretende identificar las principales características de dichas tecnologías, las ventajas que incorporarán a los sistemas eléctricos, los inconvenientes que presentan y las barreras que se deberán superar para conseguir su implantación.

Se tratará de aglutinar toda esta serie de ideas, conceptos, procedimientos y proyectos para crear una visión global de un modelo absolutamente revolucionario, potencialmente beneficioso para el sistema eléctrico (y económico) mundial y que, en definitiva, ayude a comprender mejor, a través de una “fotografía escrita”, hacia dónde deben encaminarse los esfuerzos de todos los agentes implicados.

3. ESTRUCTURA DE LA MEMORIA

Una vez queden atrás estas páginas introductorias dispondremos de 9 capítulos para lograr una visión global del modelo de *smart grids*. En la parte de conclusiones resumiremos los conceptos clave de cada una de las tecnologías para que encajen de forma coherente todas y cada una de las piezas del puzle, en apariencia inconexas.

El éxito dependerá, en gran medida, de lo bien que se consigan incorporar las nuevas tecnologías al modelo de sistema eléctrico futuro, interaccionando entre ellas para facilitar la integración del resto.

En el capítulo 1 presentaremos a escena el nuevo modelo de red inteligente, definiendo cada uno de los niveles funcionales propuestos, grado de madurez de la tecnología, barreras existentes y necesidades de I+D para poder llevarse a cabo. Consistirá en un primer contacto con los requerimientos para comprender las *smart grids*.

A partir del capítulo 2 comenzaremos a introducir las diferentes tecnologías que conformarán las redes inteligentes del futuro. La electrónica de potencia aplicada al sistema eléctrico es la primera que pasaremos a explicar. Se describirán los dispositivos de control más comunes, introduciendo un nuevo concepto que cobrará una importancia relevante para el modelo: los FACTS. Se detallarán las aplicaciones potenciales de los mismos e inconvenientes principales que presentan.

En el capítulo 3 se discutirá el actual sistema de generación de energía a través de un nuevo modelo conocido como Generación Distribuida, el cual tratará de optimizar la integración y el aprovechamiento de las fuentes de generación renovables en el sistema eléctrico. Sin duda que será uno de los puntos clave a potenciar en el modelo de *smart grids*.

El capítulo 4 traerá consigo uno de los futuros quebraderos de cabeza para las empresas distribuidoras y comercializadoras de energía, la Gestión Activa de la Demanda. La caracterización de la demanda y los factores del cambio centrarán los esfuerzos del análisis que debe determinar las ventajas e inconvenientes de este nuevo modelo de gestión. Será otro de los pilares fundamentales de las redes inteligentes y uno de los que más sinergias generará con el resto.

Los sistemas de medición inteligente se describirán en el capítulo 5. Será el momento de introducir en el modelo los futuros contadores inteligentes, capaces de proporcionar más información y más útil. Será un requisito fundamental en el proceso de integración del consumidor en el modelo, a la vez que una necesidad básica a la hora de controlar lo que está pasando en la red.

En el capítulo 6 aprovecharemos para incorporar una nueva solución tecnológica a las aplicaciones potenciales de las *smart grids*, sobre todo centrada en las redes de transporte. A través de los sincrofasores se mejora la estimación de estado de la red, que se basa en el control directo de los parámetros de red, aumentando la fiabilidad y

permitiendo trabajar más cerca del límite gracias a un control directo y en tiempo real de sus variables críticas.

El capítulo 7 detallará las principales tecnologías de transporte y almacenamiento de energía. Para el transporte de energía se hará especial hincapié en los materiales superconductores y el transporte de electricidad de alta tensión en corriente continua. Los sistemas de almacenamiento pasan por ser el requisito básico de las redes del futuro, aportando una serie de beneficios ineludibles de cara a aumentar la eficiencia global del sistema. Son, simplemente, indispensables para el nuevo modelo de *smart grids*.

Una de las principales novedades que se presentarán a lo largo de la memoria es el concepto de microrred, el cual describiremos con gran detalle en el capítulo 8. Conceptualmente revoluciona el sistema eléctrico tal y como lo tenemos concebido a día de hoy, abriendo un abanico de posibilidades de gestión de la red desconocido hasta este momento y, dicho sea de paso, también de problemas pendientes de resolver para poder implantar esta tecnología sin que existan riesgos potenciales para el sistema.

El colofón final lo pondrá el vehículo eléctrico en el capítulo 9. Capaz de aglutinar varias tecnologías descritas en capítulos anteriores es, en sí mismo, un objetivo prioritario, un requisito imprescindible y una fuente de problemas a la altura de los beneficios que traerá consigo para la sociedad moderna, la economía mundial y para el medio ambiente. En este último capítulo se tratará de ofrecer una visión objetiva de los nuevos escenarios que aparecerán, el impacto que provocará sobre la red eléctrica su integración masiva y los beneficios reales y potenciales que aportará.

Con todos estos conceptos y tecnologías construiremos una imagen de las redes eléctricas del futuro: las *smart grids*.

CAPÍTULO 1

VISIÓN, PLANIFICACIÓN Y DESARROLLO DE LAS SMART GRIDS

1. El sistema eléctrico en el año 2025
2. Estado actual de las tecnologías implicadas y líneas tecnológicas a impulsar
3. Nuevos modelos de negocio y beneficios potenciales

1. EL SISTEMA ELÉCTRICO EN EL AÑO 2025

Construidas históricamente para suministrar energía eléctrica de la forma más eficaz y segura que permitía la tecnología vigente, las redes de transporte y distribución actuales se enfrentan a nuevos retos para los que deben ser adaptadas. Aparecen nuevas fuentes de energía y los requerimientos de la demanda son cada día mayores.

Por ello, es necesario dotar a las redes de nuevas características para afrontar estos retos de forma sostenible, favoreciendo una serie de cambios que están por llegar y, a su vez, manteniendo la calidad de suministro y adaptándolo a nuevos requisitos.

En los últimos años la generación eléctrica a partir de fuentes de energía renovables ha cobrado una mayor relevancia. Es un sector claramente al alza. Sin embargo, es necesario readaptar las redes eléctricas a las nuevas funciones que se le irán exigiendo conforme vayan integrándose estos recursos energéticos geográficamente dispersos.

La contribución de las fuentes de generación distribuida y de las energías renovables, así como de las nuevas tecnologías de la información y telecomunicaciones, ofrecen una nueva oportunidad para evolucionar hacia un tipo de redes más inteligentes y con mejor capacidad de adaptación: las *smart grids*.



Fig. 1: Esquema de red integrando los diferentes componentes de la smart grid

Pero ¿qué es exactamente la smart grid? Existen multitud de definiciones e interpretaciones por parte de muchos autores. Sin duda no es un concepto realmente claro ni tampoco una única tecnología. Más bien un aglutinado o compendio de

muchas ellas. Lo que está claro es que es un cambio total de modelo que da la vuelta a una red (la actual) en la que el operador del sistema aparece como un ente “omnipotente” y camina hacia un sistema en el que el cliente adquiere un peso mucho mayor, sostenido en sus cimientos por las redes de transporte y distribución.

La red eléctrica del 2025 proporcionará la infraestructura de transporte y distribución de energía eléctrica capaz de satisfacer de forma eficaz, fiable, robusta y sostenible las necesidades básicas de todos los usuarios, incorporando las nuevas tecnologías y avances necesarios.

La smart grid debe construirse progresivamente sobre la red existente. Las subestaciones, dispositivos y resto de equipos deben ir evolucionando y adaptándose a los requerimientos de las nuevas tecnologías. Nuevas arquitecturas de red serán desarrolladas para integrar modelos de generación distribuida, gestión activa de la demanda y nuevas tecnologías de almacenamiento.

A través de la automatización de las redes de transporte y distribución se permitirán flujos de potencia e información bidireccionales, permitiendo realizar operaciones de mercado en tiempo real y optimizando la generación y demanda eléctrica en tiempo real. La estimación del estado de red será mucho más fiable y, en consecuencia, la gestión y operación de la misma, permitiendo trabajar más cerca del límite sin aumentar el riesgo de colapsos de tensión.

La implantación de equipos de medida inteligentes (smart metering) permitirá, una vez desarrolladas las tecnologías de comunicación (TIC), el intercambio de información en tiempo real entre todos los agentes de la red, traducándose en una mayor participación del cliente en el mercado eléctrico, adquiriendo el papel de sujeto activo (siendo a la vez generador y consumidor de energía según las condiciones del sistema) y obteniendo un beneficio económico real a través de una gestión de la energía en función del precio del kilovatio-hora en cada período horario (punta, llano y valle).

A raíz de la participación del consumidor en el mercado surgen nuevas estrategias para llevar a cabo el aplanamiento de la curva de demanda, la cual consiste en desplazar los mayores consumos a lo largo del día (períodos punta) a períodos en los cuales la demanda eléctrica es menor (llano o valle). Con ello se consigue retrasar la inversión en nuevas estructuras de generación, al no ser necesario instalar más potencia sino aprovechar mejor la que existe y también optimizar los tiempos de funcionamiento de las fuentes de energía renovables, no siendo necesario parar la generación en períodos valle debido a la menor demanda en esos momentos.

Los nuevos sistemas de almacenamiento eléctrico favorecen también el aplanamiento de la curva de demanda, ya que la energía generada en períodos llano o valle puede ser almacenada para su utilización posterior en períodos punta, donde la



demanda es mayor y, una vez más, sin necesidad de nuevas infraestructuras de generación.

La puesta en marcha de un mercado más competitivo, nuevas alternativas de generación y consumo de energía en modo aislado (microrredes) y un poco de paciencia a la hora de que los clientes y el mercado en sí asimilen los cambios estructurales necesarios son otros de los principales pilares sobre los que se sostendrá la smart grid.

No obstante será necesario realizar cambios en materia jurídica y legislativa para favorecer determinados comportamientos hoy en día no permitidos (ley de propiedad horizontal, etc.) y una estandarización de los equipos y dispositivos serán fundamentales a la hora de hacer realidad un modelo que puede generar enormes beneficios en muchas de las áreas a las que el ser humano busca permanentemente soluciones...sin haberlas encontrado aún.

2. ESTADO ACTUAL DE LAS TECNOLOGÍAS IMPLICADAS Y LÍNEAS TECNOLÓGICAS A IMPULSAR

En este apartado vamos a presentar los pilares principales sobre los que se va a sustentar la smart grid. Son sus bases fundamentales y, aunque la falta de alguna de ellas no implica la invalidez del modelo, sí que mermaría su potencial en cierta medida. La siguiente figura nos aporta gran información sobre los niveles funcionales que debe contemplar la smart grid. Son fundamentalmente cinco: consumidores, operación y gestión, integración de recursos energéticos distribuidos, almacenamiento de energía y vehículo eléctrico y, por último, redes de transporte y distribución.

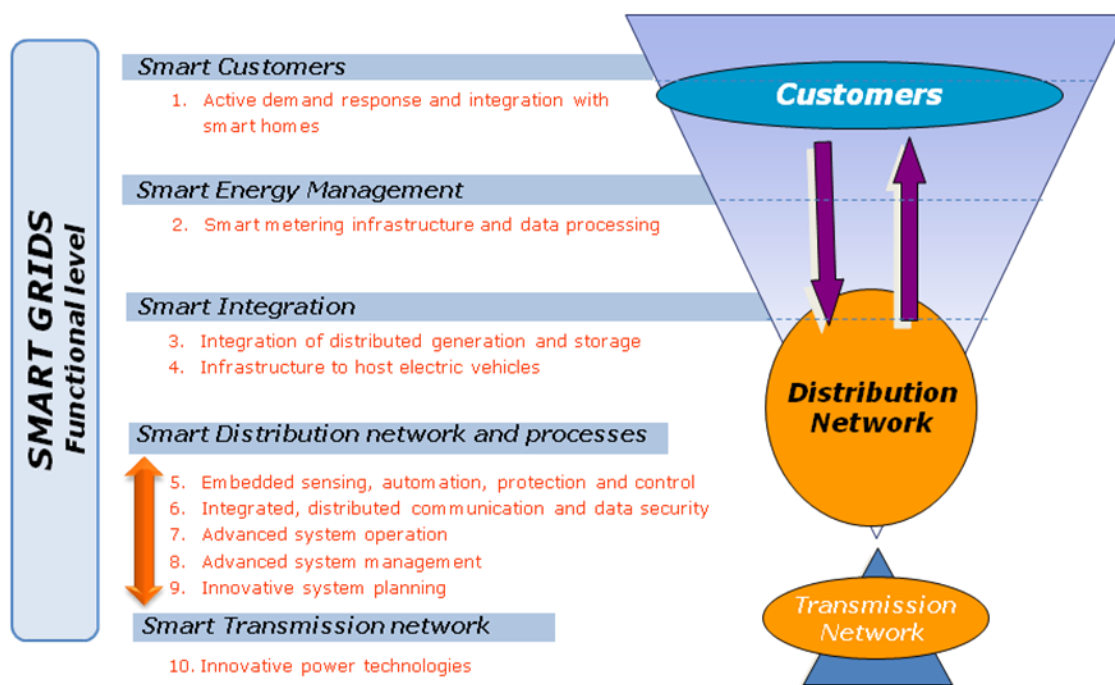


Fig. 2: Niveles funcionales de la smart grid

Los desglosamos individualmente describiendo, para cada uno, una breve definición y potencial real de la tecnología, grado de madurez en el que se encuentra, barreras existentes que se encuentra y, por último, necesidades de investigación y desarrollo.

1 – Respuesta activa a la demanda e integración con los “hogares inteligentes”

▪ Perspectiva

La respuesta activa de la demanda (Active Demand Response – ADN) se refiere a las acciones que desempeñan los consumidores finales para modificar sus curvas de

carga (con respecto a unos patrones generales de consumo) en respuesta a las variaciones de precio a lo largo del tiempo o ante señales previstas por el sistema cuando la fiabilidad o seguridad de la red se encuentran en peligro.

Esta comunicación puede realizarse a través de dispositivos remotos (por ejemplo termostatos) o plataformas de comunicación locales capaces de gestionar comunicación bidireccional entre el consumidor final y los generadores y/o distribuidores de energía.

- **Grado de madurez**

Los dispositivos inteligentes junto con las nuevas infraestructuras de medida (smart metering) han demostrado hoy día ser capaces de proporcionar un mejor servicio y aprovechamiento energético.

Con la llegada de Internet se abre un nuevo abanico de posibilidades de intercomunicación entre los diferentes agentes que intervienen en el sistema.

- **Barreras existentes**

El mayor obstáculo a la implantación a gran escala de este tipo de dispositivos es la gran cantidad de información a manejar por los sistemas de comunicación.

Actualmente existen serias dudas sobre la capacidad de operación y maniobra en tiempo real.

- **Necesidades de I+D**

Automatización de dispositivos para el consumidor final capaces de transmitir y recibir las necesidades del mercado en tiempo real.

Integración de los dispositivos de distintos fabricantes: un mayor número de diferentes soluciones para la misma aplicación. Implica una gran inversión en la infraestructura necesaria para darle soporte.

Interfaces de usuario: Entendibles y con las que el consumidor final pueda interactuar. Para conseguir la implicación de los consumidores es necesario que entiendan la tecnología, las tarifas y el aprovechamiento óptimo de su curva de carga.

2 – Medición inteligente: infraestructura y procesamiento de datos

- **Perspectiva**

Los contadores inteligentes son una tecnología fundamental para el desarrollo de la smart grid. En función de la inteligencia intrínseca que posean pueden ser leídos

y gestionados de forma remota por consumidores y operadores del sistema. Desempeñan un papel fundamental en el aplanamiento de la curva de la demanda, permitiendo a los consumidores participar activamente en el mercado de electricidad y, por tanto, erigiéndose como uno de los agentes claves en la mejora de la eficiencia energética.

- **Grado de madurez**

La tecnología está preparada actualmente para llevar a cabo las funciones básicas que se les presuponen a los contadores inteligentes. Sin duda es una de las tecnologías más contrastadas y maduras en la actualidad, existiendo gran cantidad de proyectos contrastados y otros en vías de desarrollo.

En contra de lo que se puede suponer, la penetración de contadores inteligentes está mucho más extendida en Europa que en EEUU, donde apenas 1 de cada 20 contadores permiten medición remota. En Italia, casi 30 millones de contadores pueden considerarse smart meters y en Suecia es obligatorio que el 100% de los dispositivos permitan lectura remota en algún momento del ciclo de facturación (aún están lejos de implantar lecturas en tiempo real). Francia y España tienen proyectos muy ambiciosos en marcha para la implantación en masa de contadores inteligentes, aunque no terminan de llevarse a cabo a gran escala.

- **Barreras existentes**

Interoperabilidad entre dispositivos de distintos fabricantes: al existir diferentes protocolos de comunicación se imposibilita la lectura remota a gran escala.

Ciberseguridad: los contadores inteligentes manejan datos sensibles para el consumidor y la adopción de medidas de seguridad frente a ataques externos imposibilita las lecturas en tiempo real y, por tanto, la automatización y adopción de medidas de protección de la red para aumentar la fiabilidad de la misma.

- **Necesidades de I+D**

Es absolutamente necesaria la especificación de estándares concretos para garantizar la interoperabilidad del sistema. Las infraestructuras de medición avanzada (Advanced Metering Infrastructure – AMI) deben mantener un único protocolo de comunicación.

Integración de productos energéticos básicos (electricidad, gas, agua y calor) en el sistema de medición inteligente para maximizar la eficiencia energética de los consumidores.

3 – Integración de la generación distribuida y almacenamiento de energía

▪ Perspectiva

La generación distribuida incluye las diferentes tecnologías de generación de energía (convencionales, avanzadas y fuentes de energía renovables) y sistemas de almacenamiento energético y de control de carga, también conocidos como Recursos Energéticos Distribuidos (Distributed Energetic Resources - DER).

El funcionamiento de la red cambia totalmente, desde lo que tenemos en la actualidad (infraestructuras pasivas que posibilitan un flujo de energía desde la generación hacia el consumidor), hasta un nuevo concepto de red activa en el que la energía fluye bidireccionalmente en función del tiempo y los requerimientos del sistema y de los clientes.

Los sistemas de almacenamiento de energía posibilitan mejorar la eficiencia del sistema a través de un aplanamiento de la curva de carga y suavizando los picos de demanda a lo largo del día, redundando en un aumento de la estabilidad y fiabilidad de la red.

▪ Grado de madurez

Las piezas básicas necesarias para el funcionamiento de los equipos que participan en la generación distribuida están disponibles comercialmente en la actualidad. Sin embargo, el principal problema es la integración de estas pequeñas “plantas generadoras” en la red. En la actualidad, es muy complicado avanzar hacia el concepto de red activa sin dar este paso previo.

El gran obstáculo que se está encontrando en los pilotajes a pequeña y mediana escala a nivel mundial no es la interacción con el operador del sistema, sino que a la hora de incrementar la participación de generación distribuida en el sistema, esto ocasiona problemas de desequilibrios, calidad de onda y estabilidad general del sistema que, de momento, hace inviable la participación a gran escala de generación distribuida.

▪ Barreras existentes

Seguridad y esquemas de protección: el flujo bidireccional producido por la generación distribuida (GD) afecta en gran medida a los sistemas de detección de faltas. La GD contribuye a las corrientes de falta y es necesario un sistema de detección bidireccional (actualmente la mayor parte de los sistemas de detección son unidireccionales – señales luminosas, etc.).

Operación y control de la red: aumenta la complejidad a la hora de gestionar la red al existir multitud de nuevas fuentes de generación. Aún no se han hecho pilotajes a gran escala con una cantidad significativa de fuentes de generación distribuida.

No existen estándares comunes ni protocolos unívocos, lo que conlleva el caos en instalaciones con varias fuentes de distribución en las que es necesaria la interacción entre todos los dispositivos.

- **Necesidades de I+D**

Esquemas de protección y control avanzados: sistemas de detección de falta bidireccionales, nuevos dispositivos de protección para detectar las corrientes de cortocircuito provocadas por las fuentes de generación distribuidas (contingencias locales).

Sistemas de comunicación avanzados: la integración de GD implica la necesidad de toma de decisiones en tiempo real. Es necesario desarrollar nuevas aplicaciones que permitan el tratamiento de datos según estándares definidos a nivel internacional (intercambios de energía con otros países).

Equipamientos Plug & Play: la posibilidad de incorporar nuevas fuentes de generación a la red requiere de la capacidad de conectar y desconectar cargas y dispositivos según requiera el sistema en cada momento.

Dispositivos de almacenamiento de energía: es también necesario el desarrollo de nuevas tecnologías y materiales de almacenamiento de energía. El aumento de la vida útil de los equipos y de los ciclos de trabajo, así como el impacto medioambiental son factores a tener muy en cuenta.

4 – Infraestructuras para albergar el vehículo eléctrico

- **Perspectiva**

La adquisición masiva de vehículos eléctricos implica el desafío de apoyar los nuevos servicios y necesidades para satisfacer la petición adicional de energía.

La aplicación con éxito de este modelo aportaría ventajas muy significativas en la reducción de agentes contaminantes, así como un gran impulso a las industrias involucradas.

Para lograr el éxito de la integración del vehículo eléctrico es necesario todavía reducir costes y aumentar la fiabilidad y la seguridad de la red, teniendo en cuenta la gran saturación que se podría producir de no tomarse las medidas necesarias frente a la integración masiva en el mercado automovilístico.

Para cuantificar los valores en los que se está moviendo actualmente el mercado podemos hacer una pequeña aproximación: actualmente existen pocos pilotajes a gran escala y unos pocos usuarios. Para el año 2015 en Europa se estima que se rozarán los 100.000 VE, mientras que EEUU tiene previsto alcanzar el 1,5% de la cuota de mercado en 2030 (alrededor de 4 millones de vehículos) y el 60% en 2050. Aún queda camino por recorrer...

- **Grado de madurez**

Podemos diferenciar claramente en 3 estados de madurez para las infraestructuras:

Tecnologías maduras: las que existen en la actualidad. Necesarias para la construcción tanto del vehículo como de los dispositivos necesarios para el control y protecciones de la red, así como estándares definidos para las infraestructuras de carga del VE. Están bastante desarrolladas en la actualidad.

Tecnologías emergentes: soluciones y dispositivos que actualmente están en proceso de pilotaje y desarrollo para la integración con la smart grid. La automatización de la medición y de los dispositivos de control remotos, así como nuevas tecnologías de comunicación tales como Zigbee (similar al Bluetooth pero con mejores capacidades) y acoplamientos locales (Homeplug) para la gestión del enganche a la red del VE.

- **Barreras existentes**

Fundamentalmente tres: la primera es la inexistencia de estándares definidos para el enganche a la red del VE. Es necesario unificar criterios para cada fabricante de postes, “enchufes”, etc.

Por otro lado tenemos la imposibilidad actual de gestionar correctamente la gran demanda de energía que supondría la integración masiva del VE en la red. Simplemente las redes actuales no están preparadas para ello.

Por último tenemos los intereses político-económicos existentes en la actualidad en los que no merece la pena extenderse demasiado por ser de sobra conocidos.

- **Necesidades de I+D**

Fundamentalmente en materia de unificación de estándares, tanto para los dispositivos e infraestructuras como para los sistemas de comunicación.

Es importante, a su vez, investigar en nuevas formas de maximizar la contribución del VE al desarrollo de la smart grid. Por ejemplo, sirviendo como

sistemas móviles de almacenamiento de energía que permita carga/descarga en los puntos de la red en los que sea necesario.

5 – Integración de la detección, automatización, protección y control

▪ Perspectiva

La gestión y telecontrol de la red por parte del operador del sistema requiere la constante monitorización de sus parámetros físicos en tiempo real. La automatización de la red incluye también diversos dispositivos de control que eviten daños irreparables en la misma.

La automatización de las redes de distribución abarca un amplio conjunto de tecnologías, que incluyen SCADA (Supervision Control and Data Acquisition – sistema de supervisión, control y adquisición de datos), WAMS (Wide Area Monitoring Systems – sistemas de control de área amplia), sensores remotos, interruptores y equipos de control con inteligencia integrada, detectores digitales de paso de falta, relés de protección, etc.

▪ Grado de madurez

Existen múltiples dispositivos ya implantados en las redes de AT y MT que permiten la automatización de las redes de transporte y distribución a día de hoy.

Sin embargo, la creciente penetración de la generación distribuida (GD) conlleva una serie de desafíos en materia de automatización, protección y control de las nuevas redes activas. A día de hoy, aún no existen soluciones probadas para la introducción de múltiples fuentes de GD en la red, si bien se están probando varios planes de gestión y protección. Esta tecnología aún no es lo suficientemente madura.

▪ Barreras existentes

Algunos de los principales problemas son la interoperabilidad y estandarización de los diversos sistemas y componentes para trabajar juntos e intercambiar información fiable y segura en un entorno local y/o remoto.

No existen aplicaciones en la actualidad que otorguen interfaces visuales, entendibles y manejables por un operador “humano” en tiempo real.

▪ Necesidades de I+D

Sistemas avanzados de medición inteligente: no basta con la implantación de un contador inteligente, también han de desarrollarse los canales de comunicación e infraestructura de redes.

Interoperabilidad y normalización: es necesario poseer estándares comunes para la intercomunicación de todos los equipos y dispositivos que intervienen en el proceso para poder intercambiar información fiable y segura.

Nuevas interfaces hombre-máquina: indispensable integrar y gestionar un gran volumen de información en tiempo real. Son necesarias nuevas herramientas de visualización con capacidad de análisis y resumen de la creciente información que llega en tiempo real a través de los equipos de medición inteligente. Es crítico tener las herramientas que permitan interactuar con ellos y elaborar información para la posterior toma de decisiones.

6 – Integración de la comunicación y procesamiento de datos

▪ Perspectiva

Las tecnologías de comunicación y procesamiento de datos son de vital importancia para la implementación del concepto de red inteligente, ya que es el soporte principal para todos los niveles y agentes implicados en la misma.

Para el transporte y la distribución de la energía es necesario una recogida y tratamiento adecuado de los datos, así como la posibilidad de regular la tensión, frecuencia y otras actividades de coordinación que requieren un flujo constante de datos fiables y en tiempo real.

▪ Grado de madurez

En la actualidad se están llevando a cabo pilotajes a pequeña y mediana escala con resultados bastante satisfactorios en materia de recogida y procesamiento de datos. Existen productos de comunicación integrables para apoyar muchas de las aplicaciones necesarias.

Los problemas que se presentan son fundamentalmente dos: por un lado tenemos el enorme volumen de datos que deben ser recogidos, procesados, resumidos y presentados en tiempo real. Es inviable pensar que los resultados obtenidos en los pilotajes puedan ser extrapolados a un sistema eléctrico más global. Simplemente no hay capacidad para ello (vale con pensar que los equipos de sincrofasores que se están probando en EEUU pueden aportar hasta 60 mediciones por segundo).

El segundo problema que hay que abordar es el de la seguridad de los datos. Actualmente se está trabajando en implementar niveles de seguridad en arquitecturas de sistemas de control y autenticación de datos, controles de accesos y confidencialidad, pero aún hay que profundizar más en todos estos temas.

- **Barreras existentes**

Estandarización: más que en ningún otro ámbito de la smart grid. Es fundamental establecer un conjunto de normas y protocolos internacionales para las infraestructuras de comunicación.

La interdependencia entre las infraestructuras eléctricas y de comunicación no está estudiada ni evaluada para un sistema eléctrico global.

Los soportes físicos de almacenamiento y las tecnologías actuales de comunicación en tiempo real no son suficientes para lograr el óptimo funcionamiento de una red eléctrica.

- **Necesidades de I+D**

Desarrollo de estándares y normas, no sólo pautas iniciales, sino proporcionar un proceso de evolución de normativa y legislación para las redes inteligentes.

Integración de componentes tecnológicos y normas internas para el nuevo régimen de control. Es necesario validar las diferentes aplicaciones necesarias para gestionar correctamente las redes inteligentes, así como los algoritmos de control que aporten al sistema eléctrico una seguridad y fiabilidad del 100%.

Desarrollo de la capacidad de interdependencia entre las infraestructuras eléctricas y de comunicaciones para las nuevas arquitecturas de redes inteligentes. La óptima prestación de los servicios de comunicación es fundamental para la explotación de la red eléctrica.

7 – Sistemas avanzados de operación de la red

- **Perspectiva**

El funcionamiento del sistema eléctrico se basa en los sistemas y centros de control. Actualmente se trabaja con un margen suficiente de seguridad en términos de tensión, ángulo de fase y estabilidad de frecuencia. Estos parámetros se pueden optimizar con las redes inteligentes.

La operación del sistema se optimiza a través de sistemas de automatización (AT y MT) y personal de control (ubicados generalmente en Centros de Control). Su papel es fundamental en la supervisión de las condiciones de red y en la toma de decisiones (por ejemplo, actividades de conmutación y reposición del suministro tras un cortocircuito que ocasione la caída o pérdida del sistema).

Las herramientas existentes en la actualidad son básicamente dos:

- ✓ Dinámicas de evaluación de la seguridad de la red: entornos de simulación que permiten parametrizar los ángulos de tensión de fase, flujos de potencia, control de la frecuencia, etc.
- ✓ Sistemas de vigilancia WAMS (Wide Area Monitoring System – amplia zona de vigilancia): basados en las tecnologías por satélite, que permite medición temporal sincronizada de voltaje y corriente en todo el sistema, otorgando la capacidad de desarrollar algoritmos de control que permiten trabajar más cerca de los límites del sistema (optimización).

▪ **Grado de madurez**

La integración de las medidas mencionadas en los equipos y centros de control están relativamente desarrolladas en la actualidad. Existen multitud de interfaces gráficas y aplicaciones muy intuitivas y visuales para mejorar el proceso de toma de decisiones por parte del operador de control. Los sistemas SCADA permiten medición en tiempo real con intervalos de 2 segundos.

La incorporación de los sincrofasores (de los que hablaremos más adelante) podría suponer un gran avance en la capacidad de visualización de la red, con un mayor detalle y optimización de control de ángulos de fase, aunque el inconveniente que presentan es la cantidad de información que habría que procesar y que, de momento, hace como poco dudosa la implantación en masa de estos sistemas de medición en las redes actuales.

▪ **Barreras existentes**

Los entornos de simulación actuales no son suficientes para gestionar la smart grid. El volumen de información es mucho mayor en un sistema real y tampoco está contemplada la posibilidad de controlar flujos bidireccionales de energía. Existen carencias en el desarrollo de nuevos entornos que permitan atacar estos problemas.

El enfoque tradicional es, por tanto, poco práctico para las redes inteligentes.

▪ **Necesidades de I+D**

Nueva modelización del sistema eléctrico: la mayoría de los sistemas en línea utilizan entornos de simulación basados en las mediciones tradicionales de SCADA. Este sistema, simplemente, no es suficiente para los requerimientos y necesidades de la smart grid.

Nuevas aplicaciones en el análisis de riesgos: la introducción de nuevas fuentes de generación distribuida, así como de fuentes renovables (y, por tanto, variables) implican cada vez soluciones más complejas para lograr una óptima explotación de los recursos energéticos del sistema.

Modelados de carga y estimación de estado: sin unos datos de partida fiables al 100% no tiene sentido aplicar herramientas más sofisticadas. Los sincrofasores pueden aportar un máximo nivel de fiabilidad en la estimación de estado del sistema eléctrico a analizar.

8 – Sistemas avanzados de gestión de red

▪ Perspectiva

Los sistemas activos de gestión de energía tienen como objetivo la optimización de los recursos necesarios para garantizar el nivel de disponibilidad adecuado de las fuentes. Es decir, gestionar de manera óptima la conexión, desconexión, carga y descarga de cada uno de los equipos para un correcto funcionamiento del sistema. La gestión activa requiere el control en todo momento de los parámetros sensibles y de los flujos de energía en los nodos del sistema.

Por otra parte, es necesario optimizar los regímenes de mantenimiento de los equipos, empleando técnicas de mantenimiento predictivo y mantenimiento basado en condiciones.

▪ Grado de madurez

Podemos diferenciar en dos tecnologías básicas, que actualmente están relativamente desarrolladas:

- ✓ Sistemas de carga térmica: el control de la capacidad de las líneas se realiza a través de medición térmica de los conductores y dispositivos de apoyo. Esta técnica se viene empleando desde hace algunos años. Obviamente la mejora que han experimentado estos sistemas ha sido notable, si bien actualmente sólo un pequeño porcentaje de las líneas aéreas están equipadas con sistemas de evaluación térmica dinámica.
- ✓ Diagnóstico y gestión de activos: El nivel de madurez de las técnicas de estimación de estado se encuentra en varios niveles dependiendo del elemento considerado. La medición y diagnóstico de líneas se viene experimentando desde hace décadas en diversos países. Los resultados han mostrado la validez de estas técnicas para la detección de defectos y poder prever las posibles contingencias que se puedan ocasionar. Sin embargo, actualmente la monitorización de las condiciones de líneas eléctricas sigue siendo muy escaso en las redes de distribución.

▪ Barreras existentes

El principal obstáculo para los sistemas de carga térmica está vinculado a la necesidad de crear nuevos centros de control para intercambiar la información

dinámica de la línea y generar las alertas y mecanismos de alarma necesarios en SCADA y sus aplicaciones de análisis.

- **Necesidades de I+D**

Sistemas de carga térmica: Es necesario investigar sobre cómo gestionar la capacidad de transmisión en función del pronóstico meteorológico (temperatura ambiente, posibilidad de lluvia y velocidad del viento). La combinación de datos meteorológicos locales y nacionales permite obtener previsiones fiables y estimaciones de la capacidad de las líneas aéreas.

Diagnóstico y seguimiento: Fundamentalmente hay que profundizar en el desarrollo de algoritmos que permitan evaluar la condición de los equipos y realizar estimaciones de estado más fiables.

9 – Sistemas de planificación

- **Perspectiva**

La planificación del sistema de energía consiste en diseñar a corto plazo la evolución de la red, integrando las nuevas plantas de generación, líneas y nudos comprobando su equilibrio. El objetivo de los operadores es maximizar la fiabilidad del sistema y la seguridad del mercado de oferta y demanda para permitir la generación de energía lo más eficiente posible y reducir al mínimo los costes totales del sistema.

La planificación de las redes del futuro es un ejercicio muy complicado, ya que añade a las tareas clásicas la integración de energías renovables, conexión bidireccional de nuevos puntos de suministro y la penetración de los Recursos Energéticos Distribuidos (RED).

- **Grado de madurez**

Las actividades de planificación se basan fundamentalmente en las herramientas de simulación por ordenador, teniendo en cuenta el funcionamiento de la red, aspectos económicos, financieros y medioambientales. Los desarrollos actuales consisten en evoluciones de las herramientas ya existentes.

La evolución hacia los requisitos de planificación de la smart grid ya está en marcha mediante proyectos de colaboración internacional (por ejemplo, el proyecto financiado por la UE REALISEGRID), implementándose las nuevas herramientas en los sistemas eléctricos según vayan liberándose las nuevas versiones.

- **Barreras existentes**

Estandarización: es necesario armonizar códigos de red y políticas regulatorias para conciliar los distintos proyectos de colaboración internacional.

Incertidumbres existentes: debido a la apertura del mercado y la integración de las energías renovables por el otro. Ambos proyectos no van de la mano en la actualidad.

Envejecimiento del mix energético: la generación de energía se verá afectada en gran medida por los cambios resultantes de la renovación o supresión de las centrales térmicas. A su vez, el desarrollo de la energía eólica en alta mar (off-shore) aumentará la necesidad de reforzar la red en tierra para darle el soporte necesario.

Visión a largo plazo: es necesario conciliar las necesidades del mercado a corto plazo con las políticas a largo plazo y dar cobertura a las necesidades de abastecimiento que surgirán.

- **Necesidades de I+D**

Metodologías de planificación de transporte más sólidas deberán llevarse a cabo para resolver las incertidumbres adicionales que generan las redes inteligentes en materia de generación y consumo. Las nuevas herramientas de planificación deben ampliar el campo de actuación a la fiabilidad del sistema, la calidad, seguridad, reducción de pérdidas, planificación de las inversiones, sostenibilidad ambiental y coordinación de las redes de transmisión y distribución.

Planificación de la distribución: deben desarrollarse herramientas más avanzadas para la optimización de las redes de distribución junto con sus restricciones técnicas, teniendo en cuenta la gestión de los activos de la red, respuesta a la demanda, reconfiguración de red online y despacho de activa-reactiva.

Interrelación transporte-distribución: Un aspecto que emerge con fuerza es el desarrollo de sistemas que permitan entrelazar las redes de transporte y distribución, debido a la aparición de fuentes de generación distribuida y el nuevo modelo de smart grid. Es fundamental para permitir los flujos bidireccionales de energía entre fuentes de generación y los consumidores.

10 – Innovaciones en nuevas tecnologías de energía

- **Perspectiva**

En este último apartado vamos a enunciar algunas de las tecnologías emergentes y necesarias para la implantación de la smart grid. Es necesario el desarrollo de dichas tecnologías para mejorar la fiabilidad, eficiencia y recuperación de

la red eléctrica, al tiempo que permita la utilización eficaz de la generación distribuida y respuesta a la demanda.

Electrónica de potencia avanzada: incluyendo CA flexible, sistemas de transmisión FACTS (Flexible AC Transmission System - sistemas de transmisión flexible en CA) y corriente continua de AT (en adelante HVDC – High Voltage Direct Current).

Superconductores de alta temperatura crítica (HTS – High Temperature Superconducting): permiten la transmisión de grandes densidades de energía, lo que implica una importante reducción de pérdidas en comparación con las tecnologías actuales.

- **Grado de madurez**

Electrónica de potencia: algunos dispositivos FACTS ya están disponibles en el mercado. Si bien sus ventajas ya han sido probadas, su implantación aún no está extendida. Las líneas HVDC, junto con convertidores VSC (Voltage Source Converter) están ya siendo implantadas en algunos países modernos para la transmisión de larga distancia (en España, por ejemplo, Red Eléctrica comenzó recientemente la interconexión con las islas Baleares a través de esta tecnología), incluso se espera que para 2015 tenga una penetración en el mercado al menos significativa. Distancias de transmisión de más de 2000 km son posibles mediante líneas HVDC y las pérdidas experimentadas son menores que para sistemas de CA. A su vez, algunos dispositivos FACTS como SVC y STATCOM se prevé que puedan desarrollar el control de voltaje y regulación de potencia reactiva. Todos estos conceptos y dispositivos los detallaremos convenientemente en capítulos posteriores.

Superconductividad de Alta Temperatura Crítica: con los cables de 1ª generación (1G-HTS) se han logrado grandes avances en materia de conducción de la energía. Estos cables ya están disponibles en el mercado. Sin embargo, para lograr la aceptación comercial es necesario reducir drásticamente los costes. Para ello se están desarrollando los cables de 2ª generación 2G HTS, con potencial para superar los obstáculos del mercado y permitir una comercialización exitosa.

- **Barreras existentes y necesidades de desarrollo:**

Discriminamos entre barreras de costes y tecnológicas para analizarlas por separado, ya que para estas tecnologías las barreras existentes están directamente ligadas a las necesidades de investigación y desarrollo:

- ✓ Necesidades tecnológicas: los nuevos dispositivos FACTS deben ser capaces de soportar voltajes y densidades de energía más altos que los niveles actuales, así como permitir topologías novedosas de cara a conseguir una mejor gestión térmica de los equipos. Para los cables HTS hay que resolver el problema de la fabricación en masa, así como la extensión del cable, para permitir la



comercialización a gran escala. También habría que adecuar los equipos generadores, motores, transformadores y limitadores de corriente para el paso de mayores densidades de energía y adecuar los equipos a las bajas temperaturas de trabajo de los cables superconductores.

- ✓ Materia de costes: el éxito de la electrónica de potencia requiere que todo el sistema de costes para el ciclo vital sea comparable al de los dispositivos utilizados en la actualidad. Para los cables HTS es necesario lograr un proceso de fabricación más eficiente en costes para poder competir con los cables convencionales.

3. NUEVOS MODELOS DE NEGOCIO Y BENEFICIOS POTENCIALES

En el apartado anterior se ha llevado a cabo la descripción de los diez niveles funcionales necesarios para llevar a cabo el modelo de smart grid. Conviene resaltar que un menor grado de desarrollo en uno de los niveles o incluso la falta de alguno de ellos, no inhabilita a la smart grid, aunque sí la limitaría (dependiendo de cuál sea el nivel afectado, incluso considerablemente).

Es por tanto necesario arrojar un poco de luz sobre los beneficios potenciales que se pueden alcanzar con este nuevo modelo. ¿Por revolucionar el sistema eléctrico tal y como lo conocemos hoy? Eso es lo que veremos a continuación.

Se considerará una primera distinción entre los nuevos modelos de negocio que surgirían como consecuencia de la smart grid y, posteriormente, los beneficios potenciales, a grandes rasgos, que se pueden alcanzar.

➤ Nuevos modelos de negocio

Es lógico pensar que la smart grid no puede gestionarse correctamente con la concepción que tenemos actualmente del sistema eléctrico. Es necesaria una serie de cambios estructurales y en las relaciones entre los distintos agentes que posibilite la introducción de las mejores que venimos comentando a lo largo del capítulo.

▪ Redes Operadas a nivel local:

- ✓ Se pasará de la medición actual de lecturas in situ (en España en la actualidad es así para todos los suministros excepto para las tarifas de acceso 3.1 con suministros que sean telemedidos y todos de Alta Tensión con tarifa 6.X) a una lectura telemedida masiva a través de contadores inteligentes, o smart meters, que registrará y monitorizará parámetros en continuo tanto del lado de generación como del lado de la demanda.
- ✓ El operador local manejará esta información y tomará las decisiones oportunas con el claro fin de optimizar el flujo energético y la calidad de suministro.

▪ Gestión de la demanda más eficiente:

- ✓ La evolución del sistema actual (limitar mediante precios más altos los picos de demanda) está en que el consumidor corrija y ajuste su carga en función del estado de la red en cada momento.
- ✓ Diseño de tarifas e incentivos/penalizaciones, tanto de carácter fijo, como dinámico.
- ✓ El resultado es un mercado más eficiente derivado del mejor uso que hacen los consumidores de la energía y la minimización del riesgo debido a

oscilaciones en el mercado de precios. A su vez podemos introducir generadores renovables que sustituyan a los más contaminantes.

- ✓ Conseguir que el cliente aprenda cómo gestionar mejor sus cargas y reducir su factura energética es fundamental en la búsqueda de la eficiencia energética mediante la reducción del consumo.
- ✓ Mediciones con mayor precisión y fiabilidad serán claves a la hora de gestionar la demanda automáticamente desde el consumidor final.

▪ **Creación de nuevos agentes del mercado de electricidad y servicios añadidos:**

- ✓ Centros de Operación y Control Zonales (COC): Funciones de integración y gestión masiva de los recursos energéticos distribuidos.
 - Definirá parámetros necesarios a medir y registrar, tales como calidad del suministro, consumo, características físicas, estados de saturación de red, etc.
 - Sistemas de monitorización, modelos de tratamiento y representación de datos.
 - Desarrollo de herramientas de control y gestión de los recursos energéticos distribuidos integrándolos en la red local.
- ✓ Centros de Gestión de Demanda Zonales (CGD):
 - Búsqueda de la máxima eficiencia en la gestión de la demanda a través del aplanamiento de la curva de carga.
 - El objetivo debe ser adaptar bidireccionalmente la respuesta del cliente en el mercado a la capacidad de generación existente en tiempo real.
- ✓ Agencias de Suministro de Servicios Energéticos (ASEE):
 - Serán las encargadas de proporcionar servicios integrales que incluyan gas, electricidad y otras energías transformadas, así como funciones de asesoramiento y consultoría a los CGD.

▪ **Modelos de negocio para los diferentes agentes:**

Procede hacer una distinción entre flujos de ingresos y flujos de costes:

- ✓ Distribuidores y Operadores de Red: diseño de tarifas por uso de red para demanda y generación, así como incentivos para la mejora de prestaciones de calidad y eficiencia de redes, etc.
- ✓ Agregadores de demanda y generación: diseño del negocio en competencia de gestión activa de la energía desde el punto de vista de la oferta y la

demanda, así como participación en los diferentes mercados de la energía y de los servicios complementarios, etc.

- Regulación y Normalización de los nuevos modelos de negocio:
 - ✓ Será necesario desarrollar la nueva legislación que albergue a los distintos agentes, así como modelos retributivos tanto regulados como liberalizados.
 - ✓ La creación, desarrollo y revisión de estándares jugará un papel fundamental a la hora de integrar a los distintos agentes en el modelo de la smart grid, permitiéndoles interactuar entre ellos de forma competitiva.

➤ **Beneficios potenciales**

Para concluir el capítulo, haremos un repaso de los beneficios principales que aporta la smart grid. Aunque se irán detallando en capítulos posteriores y no es objeto de este apartado hacer hincapié en todos ellos, sí destacamos algunos de los que podrían tener un mayor peso, de cara a concienciar a todos los agentes implicados, de que la smart grid es la solución futura más fiable a los problemas principales que atañen hoy en día al mundo en el que vivimos.

- **Equipos y tecnologías de medida y control:**
 - ✓ El consumidor cambia su papel de forma drástica, pasando de ser una parte pasiva del sistema a participar activamente en el mismo, aportando la gestión de su demanda y generación.
 - ✓ Es necesario desarrollar los equipos de medida para convertirlos en equipos integrados de medida y control, así como desarrollar sistemas de comunicaciones capaces de manejar grandes cantidades de información y que permitan interconexiones entre diferentes sistemas externos, interacción con sistemas de control aguas arriba y con las instalaciones del cliente, teniendo en cuenta el incremento de información a manejar por los mismos.
 - ✓ El sistema estará basado en una nueva arquitectura de red que soportará comunicaciones bidireccionales entre todas las partes implicadas y los equipos de medida y dispositivos de generación distribuida.
 - ✓ Los sistemas de comunicaciones entre el equipo de medida y control y los centros de gestión de demanda jugarán un papel fundamental: se desarrollarán protocolos de comunicación estándar que faciliten la interoperabilidad entre equipos de diferentes proveedores y usuarios, así como entre los equipos de medida y control de la instalación del consumidor.

▪ **Respuesta a la demanda:**

- ✓ La respuesta activa de la demanda permitirá que las cargas sean sensibles a variaciones de precios, permitiendo aliviar las restricciones de generación y distribución, reducir la severidad de los picos de precio y compensando los precios de la energía de manera global.
- ✓ La respuesta de la demanda se ha de promover eficientemente en un mercado de precios económicos, cuyos objetivos fundamentales son:
 - Adaptar bidireccionalmente la respuesta del cliente ante estímulos del mercado en tiempo real.
 - Caracterización de la demanda por sector y uso con el fin de crear programas y planes de incentivos personalizados que fomenten la gestión de cargas.
 - Estudios sobre la elasticidad de la demanda, definiendo las tecnologías en función de la necesidad energética para ver sus posibilidades de gestión, así como cuantificar la susceptibilidad de la respuesta en función de señales de variación de precios.
 - Implantación de estrategias de gestión de la demanda por parte del cliente: se contemplan varias estrategias en función de los plazos temporales. A corto plazo primarán las variaciones de precios en tiempo real, pero es conveniente diseñar nuevas estrategias de motivación para lograr la implicación de los consumidores.
- ✓ Almacenamiento de energía:
 - Estudios de viabilidad técnico – económica de sus posibles aplicaciones. El beneficio fundamental que aportará será la posibilidad de desacoplar la necesidad puntual de energía de la producción de ésta.
 - Diseño de programas de sensibilización social: necesarios para la participación del cliente en la gestión de demanda activa.
 - Algoritmos necesarios para el establecimiento de incentivos/penalizaciones: determinación del precio de referencia (influyen factores tales como precio de la energía, disponibilidad de ésta, restricciones técnicas, estado de la red, etc.).

En este primer capítulo se ha intentado introducir al lector en el modelo de la smart grid, presentando los niveles funcionales para su desempeño y orientándolo a través de ellos. Con este último apartado de beneficios potenciales se demuestra que estamos ante una nueva concepción del modelo de red eléctrica, más eficiente, fiable y robusta. Capaz de dar un servicio mucho más ajustado a las necesidades del cliente y en comunión con el medio ambiente y con los pactos y promesas llevados a cabo por los gobiernos mundiales en estos últimos años.



No se trata de una simple idea, puede y debe ser una realidad. Pero es necesario el esfuerzo y la implicación de todos y cada uno de los miembros de la cadena de valor para que pueda llevarse a cabo de manera satisfactoria.

CAPÍTULO 2

ELECTRÓNICA DE POTENCIA APLICADA AL SISTEMA ELÉCTRICO

1. Sistemas de transmisión flexibles mediante corriente alterna
2. Dispositivos
3. Aplicaciones
4. Inconvenientes

1. SISTEMAS DE TRANSMISIÓN FLEXIBLES MEDIANTE CORRIENTE ALTERNA

El sector eléctrico está experimentando una profunda transformación a raíz de la liberalización del mercado. Este nuevo entorno pone de relieve una creciente necesidad de aplicación de mejoras en aspectos como la flexibilidad y calidad de la energía. El intercambio de energía eléctrica entre países es una práctica habitual y la energía eólica comienza a representar una contribución importante al balance de generación de energía.

En este capítulo se evaluará cómo la electrónica de potencia contribuye al cumplimiento de algunos de los objetivos necesarios para implantar el modelo de smart grid. Podríamos pensar que son los elementos más particulares del modelo, los glóbulos rojos de la sangre que posibilitan al resto de miembros el moverse de manera coordinada en muchos casos. Se trata de equipos y dispositivos a través de los cuales se obtendrán beneficios reales, que iremos describiendo a lo largo del capítulo.

Los dispositivos FACTS (Flexible Alternating Current Transmission System- Sistemas de Transmisión Flexibles de Corriente Alterna) son equipos que ofrecen la posibilidad de regular la transmisión de corriente alterna, incrementando o disminuyendo el flujo de potencia en líneas específicas, atendiendo a criterios marcados por el operador del sistema (o a quién le corresponda) y respondiendo de manera casi instantánea a los problemas de estabilidad en la red.

Una definición propuesta por IEEE es la siguiente: “sistema de transmisión de corriente alterna (CA) que incorpora controladores estáticos y otros dispositivos basados en electrónica de potencia para mejorar el control e incrementar la capacidad de transferencia de potencia”.

Mediante sistemas FACTS se puede transmitir más potencia con una disponibilidad ininterrumpida y una inversión inferior en términos de coste y tiempo con respecto a lo que supondría obtener el mismo rendimiento con redes más extensas. Además, en muchos casos es posible obtener un beneficio económico adicional gracias a una reducción en las pérdidas de transmisión de energía.

Desde el punto de vista medioambiental, los FACTS permiten la transmisión de energía con menor repercusión en el trazado, al adquirir el sistema la capacidad de redirigir los flujos de potencia sin atender estrictamente a las leyes de Kirchoff.

Los objetivos principales que persiguen los FACTS son principalmente dos:

- Incrementar la capacidad de transferencia de potencia en los sistemas de transmisión.
- Mantener (y en el futuro controlar) los flujos de potencia a lo largo de la red eléctrica para que se establezcan de acuerdo a las distintas condiciones



operativas que, obviamente, irán encaminadas a la optimización de las condiciones económicas del sistema.

2. DISPOSITIVOS

Existen múltiples dispositivos electrónicos de control que facilitan la operación de los sistemas eléctricos actuales. Con el crecimiento de las distancias de líneas de distribución, los FACTS adquieren cada vez más importancia para introducir mejoras en el sistema de distribución.

Podemos diferenciar entre dispositivos convencionales y dispositivos FACTS. Estos últimos los ilustramos en la siguiente tabla:

DISPOSITIVOS FACTS				
DISPOSITIVOS PARALELO		DISPOSITIVOS SERIE	DISPOSITIVO SERIE Y PARALELO	
VÁLVULA DE TIRISTORES	COMPENSADOR ESTÁTICO DE REACTIVA (SVC)	COMPENSADOR EN SERIE CONTROLADO POR TIRISTORES (TCSC)	CONTROLADOR DE FLUJO DINÁMICO (TSC)	HVDC
CONVERTIDOR DE FUENTE DE TENSIÓN (VSC)	COMPENSADOR ESTÁTICO SÍNCRONO (STATCOM)	COMPENSADOR EN SERIE ESTÁTICO SÍNCRONO (SSSC)	CONTROLADOR DE FLUJO DE POTENCIA (UPFC/IPFC)	HVDC + VSC

Tabla 1: Clasificación básica de los dispositivos de control de flujo de potencia

Los dispositivos convencionales actúan de forma fija o por cambios mecánicos de resistencias, inductancias o condensadores. Suelen tener pocas pérdidas debido a su baja frecuencia de cambio.

Los dispositivos FACTS usan tecnologías más avanzadas, proporcionadas por IGBTs o IGCTs, que veremos más adelante. Gracias a su elevada frecuencia de cambio permiten generar pocos armónicos, aunque a mayores frecuencias aumentan las pérdidas por conmutación.

Los dispositivos convencionales, que describiremos a continuación, no son tan sofisticados como los FACTS, pero tienen buena utilidad a la hora de desempeñar algunas funciones básicas, pero no por ello menos importantes:

- **Rectificadores:**

- ✓ Elementos o circuitos capaces de transformar una señal eléctrica alterna en continua.
- ✓ Se realiza utilizando diodos rectificadores, como por ejemplo, diodos semiconductores de estado sólido.

- **Inversores:**

- ✓ La función de un inversor es cambiar un voltaje de entrada de CC a un voltaje simétrico de salida de CA, con la magnitud y frecuencia deseadas.
- ✓ Los inversores se utilizan para convertir la CC generada (por ejemplo en paneles solares fotovoltaicos, acumuladores o baterías), en CA y, de esta manera, poder ser inyectados en la red eléctrica o usados en instalaciones eléctricas aisladas.
- ✓ Los inversores de alta potencia, en lugar de transistores, utilizan un dispositivo de conmutación llamado IGBT, que veremos posteriormente.

- **Filtros CA:**

- ✓ Los filtros en el lado de CA de la estación de conversión se encargan de absorber los armónicos generados por el convertidor y de proporcionar la parte que necesita de reactiva.
- ✓ Estos filtros pasivos pueden ser combinados con filtros activos (controlados electrónicamente) que pueden llegar a eliminar armónicos hasta de orden 50.

- **Condensadores serie:**

- ✓ Este sistema, unido a pequeños filtros en el lado de CA mejora la calidad de la señal, reduciendo el efecto de rizado y la demanda de energía reactiva.

- **Filtros CC:**

- ✓ Estos filtros pasa-bajos se instalan en el lado de CC para reducir el rizado de la señal continua que se desea obtener.

- **Bobina de choque:**

- ✓ Se trata de una bobina en serie a la salida del circuito de CC que se encarga de atenuar el rizado a la salida del convertidor.
- ✓ También limita la corriente de cortocircuito (I_{cc}), elimina la resonancia y reduce interferencias con líneas telefónicas.

- **IGBT – Insulated Gate Bipolar Transistor**

- ✓ Dispositivo semiconductor que generalmente se aplica como interruptor controlado en circuitos y sistemas de electrónica de potencia.
- ✓ Desempeña funciones de conmutación en sistemas de alta tensión. La tensión de control de puerta es de unos 15 V. Esto ofrece la ventaja de controlar sistemas de potencia aplicando una señal eléctrica de entrada muy débil en la puerta.

- ✓ Una de las ventajas del IGBT es que presenta unas pérdidas inferiores a las obtenidas mediante un transistor de potencia equivalente.
- ✓ En comparación con los tiristores, el IGBT proporciona control total de la señal, lo que se traduce en mayor control de potencia activa y reactiva, mayor velocidad y menos armónicos.

A continuación pasamos a describir algunos de los dispositivos basados en electrónica de potencia con un mayor potencial de utilización para el nuevo modelo de smart grid.

Los dispositivos FACTS más utilizados en la actualidad son, conocidos por sus siglas en inglés, los siguientes:

▪ **Compensador estático de reactiva – SVC (Static VAR Compensator)**

- ✓ Los elementos más característicos de un SVC son los condensadores conmutados por tiristores (TSC) y las bobinas conmutadas (TSR) o controladas (TCR) por tiristores, ya que estos dispositivos son los que incluyen la electrónica de potencia.
- ✓ Facilitan el control de tensión para aumentar la calidad del suministro permitiendo, por ejemplo, mitigar la aparición de flicker.
- ✓ Desde el punto de vista del transporte de energía eléctrica, se emplean para mejorar la estabilidad y la capacidad de transporte de las líneas. Aumenta la capacidad de transferencia de energía y reduce las variaciones de tensión.
- ✓ Otra aplicación del SVC es aprovechar sus capacidades para lograr un factor de potencia cercano a la unidad en todo momento.
- ✓ Se suelen colocar en tres tipos de áreas: centros de carga importantes, subestaciones críticas y en puntos de alimentación de grandes cargas.

▪ **Compensador estático síncrono – STATCOM (Static Compensator).**

- ✓ Un STATCOM es, como su nombre indica, un dispositivo de compensación estático cuyo funcionamiento se basa en un convertidor que modula una fuente de tensión de amplitud, fase y frecuencia deseadas.
- ✓ A través del control electrónico del convertidor, esta fuente se construye de manera que genera o consume la potencia reactiva requerida.
- ✓ Consta de un convertidor conectado entre la red y una etapa de CC, que la mantiene constante. El sistema de control mide la tensión y la CA en la red para regular el intercambio de reactiva.
- ✓ El resultado es un dispositivo capaz de aportar corriente reactiva independientemente del nivel de tensión en la red.
- ✓ Al contrario que un SVC, un STATCOM es capaz de aportar corriente reactiva a tensiones muy bajas, por lo que es recomendable su utilización bajo esta casuística.
- ✓ Los semiconductores que se suelen utilizar en estos dispositivos son IGBTs.

-
- ✓ Requiere menor inversión y coste de mantenimiento que SVC.
 - **Condensador serie controlado por tiristores – TCSC** (Thyristor Controller Series Capacitor)
 - ✓ Puede incluir varias reactancias controladas en paralelo, lo que hace posible un control uniforme de la reactancia capacitiva.
 - ✓ Elimina problemas dinámicos en los sistemas de transmisión.
 - ✓ Amortigua oscilaciones electromecánicas.
 - ✓ Reducción de resonancia.
 - **Compensador en serie síncrono estático – SSSC** (Static Synchronous Series Compensator)
 - ✓ Su configuración es muy parecida al STATCOM, pero utiliza una fuente de energía adicional (por ejemplo, una batería) para mantener la tensión constante.
 - ✓ Permite el control dinámico del flujo de energía.
 - ✓ Mejora la estabilidad de la tensión y del ángulo de fase.
 - **Controlador de flujo de potencia dinámico – DFC** (Dynamic Flow Controller)
 - ✓ Este dispositivo amplía las prestaciones de compensación de reactiva y proporciona soporte de tensión en caso de sobrecarga u otras contingencias.
 - **Controlador de flujo de potencia dinámico unificado – UPFC** (United Power Flow Controller)
 - ✓ Es el dispositivo más versátil dentro de los FACTS de control de potencia.
 - ✓ Está diseñado para un control en tiempo real y para compensar de forma dinámica los sistemas de transmisión de energía.
 - ✓ Un UPFC es una combinación de STATCOM + SSSC.
 - ✓ Permite flujo bidireccional de potencia activa y control de reactiva. Este aspecto es de especial importancia para la integración de las microrredes, ya que el control de flujo bidireccional se erige como una de las puntas de lanza de esta tecnología.
 - **Controlador de flujo de potencia interlineado – IPFC** (Interlined Power Flow Controller)
 - ✓ Es un dispositivo muy parecido al UPFC salvo que su conexión en ambos lados se realiza mediante un transformador en serie con la red.
 - ✓ Con un IPFC se intenta compensar la potencia reactiva de un número de líneas de una subestación dada.
-

-
- ✓ Otras de las funciones que aporta son: equilibrio de activa-reactiva entre líneas, reducción de sobrecarga en las líneas, compensar caídas de tensión e incrementar la efectividad del conjunto de las perturbaciones dinámicas.

Estos son los dispositivos FACTS más relevantes y que tienen mayor aplicación en la actualidad. Hemos ido comprobando las características que tienen y lo que pueden aportar al sistema eléctrico.

La electrónica de potencia es un campo de desarrollo relativamente reciente y con un potencial de mejora en su utilización en los sistemas eléctricos de potencia bastante interesante. Estos equipos son, sin duda, el camino a la integración de todos y cada uno de los componentes de la smart grid.

Sin su participación se antoja más que complicado este modelo y sólo a través de ellos es posible lograr la integración paulatina de cada uno de los módulos descritos en el capítulo anterior.

3. APLICACIONES

Los dispositivos FACTS tienen un gran número de aplicaciones gracias a su buena capacidad de control mediante sistemas de electrónica de potencia.

Son utilizados para reducir costes y mejorar fundamentalmente las líneas de transporte de energía eléctrica, además de tener una gran flexibilidad para adaptarse a diferentes condiciones de trabajo.

Las aplicaciones básicas de los dispositivos FACTS son:

- ✓ Control de flujo de potencia.
- ✓ Incremento de la capacidad de transmisión.
- ✓ Control de voltaje.
- ✓ Compensación de energía reactiva.
- ✓ Mejoras de estabilidad.
- ✓ Mejoras de calidad de potencia.
- ✓ Condicionamiento de potencia.
- ✓ Mitigación de flicker.
- ✓ Interconexión de generación renovable y distribuida.

Dentro de este conjunto de aplicaciones destacamos las que tienen mayor peso funcionalmente en los sistemas eléctricos actuales:

- **Tecnología VSC** (Voltage Source Converter – Convertidores alimentados por tensión):
 - ✓ La tecnología VSC se caracteriza por su capacidad para controlar el encendido y apagado de los dispositivos del convertidor, permitiendo el control independiente de la potencia activa y reactiva entregadas al sistema.
 - ✓ Esta gran capacidad de control es debido a la utilización de IGBTs en lugar de tiristores.
 - ✓ Una de las ventajas principales de estos equipos es que tienen la capacidad de operar en sistemas con baja potencia de cortocircuito e incluso iniciar un sistema desde cero, lo que es de gran ayuda a la hora de recuperarlo.
 - ✓ La principal limitación de los sistemas VSC es que los convertidores están indefensos ante faltas de cortocircuito, su capacidad de soportar faltas es mucho menor que los convertidores clásicos basados en tiristores.
- **Sistemas HVDC - AT en CC** (High Voltage Direct Current)
 - ✓ Los sistemas de transporte HVDC están basados en convertidores alimentados por tensión (VSC – Voltage Source Converter).

- ✓ Un problema importante que se elimina con HVDC es el desfase producido entre los extremos de la línea debido a los efectos inductivos entre fases (para CA), que puede conducir a la inestabilidad del sistema. Estos problemas no aparecen en los sistemas HVDC al no estar afectados por la inductancia de la línea.
 - ✓ Mediante la tecnología HVDC se pueden interconectar sistemas separados por grandes distancias. El enlace se podría hacer también en CA, pero se demuestra que HVDC es más rentable que HVAC (AT en CA) según aumenta la distancia entre extremos de la línea.
 - ✓ En las situaciones en las que se quiera interconectar dos sistemas que funcionan a diferente frecuencia se hace imprescindible el uso de HVDC, ya que en CA esta situación es del todo inviable.
 - ✓ Gracias a la existencia de convertidores es posible la convivencia de ambas tecnologías en los sistemas de transporte, tanto en HVDC como en HVAC.
 - ✓ El avance en el campo de la electrónica de potencia ha permitido desarrollar dispositivos capaces de hacer competitiva a la tecnología HVDC frente a los sistemas trifásicos HVAC.
- **Control de flujo:**
 - ✓ Es uno de los principales objetivos que se busca con la implantación de FACTS en el sistema.
 - ✓ La capacidad para redirigir los flujos de potencia por la red sin atender (al menos al 100%) a las leyes de Kirchoff permite un mayor aprovechamiento de los recursos del sistema, menores pérdidas globales y, en definitiva, una operación de la red mucho más inteligente.
 - ✓ La velocidad de respuesta ante cualquier modificación no predefinida (operador del sistema) o respuestas automáticas ante desviaciones de los parámetros del sistema es mínima, prácticamente instantánea.
 - ✓ Mediante UPFC/IPFC, que proporcionan la capacidad de control de flujo bidireccional, se puede eliminar una de las barreras fundamentales a la integración de las microrredes, como veremos más adelante.
 - ✓ Esta misma característica permitirá al cliente participar más activamente en el mercado, ya que la función de verter energía a la red (o cuando se prevea beneficio económico consumiendo en valle y vendiendo excedentes en punta) cobra fuerza al permitir el sistema un control bidireccional de flujos que circulen por la red en ambos sentidos.
 - **Control de voltaje:**
 - ✓ Fundamental de cara a prevenir inestabilidades potenciales.
 - ✓ Mediante el control de tensión se mejora la calidad de suministro reduciendo el número de cortes, eliminando los huecos de tensión y mitigando el flicker.

- **Control dinámico:**

- ✓ Cuando se tienen problemas potenciales de estabilidad dinámica (por ejemplo, en líneas de gran longitud) se requiere normalmente del uso de controles suplementarios.
- ✓ Esto se puede lograr en ocasiones con equipos convencionales, como por ejemplo, con el uso de capacitores serie.
- ✓ Si es necesario tener una mejor respuesta que amortigüe sensiblemente las oscilaciones de potencia, se pueden usar SVC, STATCOM o algún otro controlador basado en electrónica de potencia.

- **Estabilidad dinámica y transitoria:**

- ✓ Este concepto queda ilustrado a través de la siguiente figura:

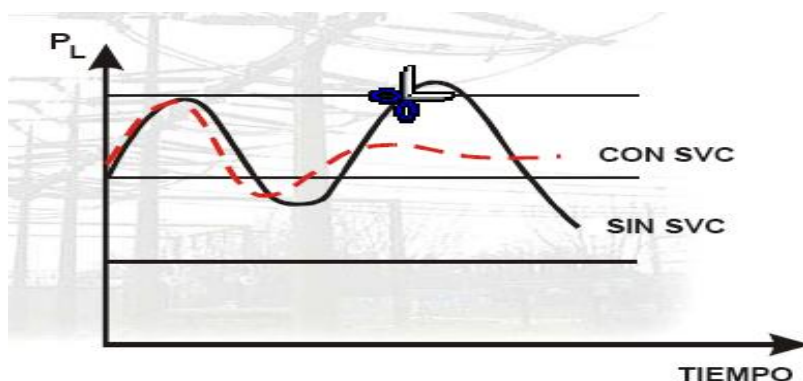


Fig. 1: Representación de estabilidad del sistema dentro de los límites con y sin FACTS

- ✓ Mediante el uso de FACTS se mejora la capacidad de respuesta frente a contingencias, corrigiendo las desviaciones que se producen debido a las mismas y estabilizando el sistema en régimen permanente.
- **Utilización de STATCOM para mitigar perturbaciones en la red producidas por la integración de recursos energéticos distribuidos:**
 - ✓ La integración de recursos energéticos distribuidos en la red puede ocasionar dificultades a la hora de mantener la calidad de la energía suministrada. Dichos problemas pueden ser variaciones de tensión, descompensación de reactiva, asimetrías o armónicos. Incluso pueden agravarse al incorporar cargas en la red.
 - ✓ Las dificultades a la hora de incorporar los recursos energéticos distribuidos en la red aumentan cuando se trata de una red rural, donde los elementos (transformadores y líneas) operan cerca de sus valores límite.

-
- ✓ El objetivo fundamental que persigue la instalación de un STATCOM en la red es mantener los índices de calidad de suministro y calidad de onda dentro de los márgenes al incorporar cargas y recursos energéticos distribuidos. Es obvio que los mejores resultados se obtendrán cuanto más cerca se instale el compensador de la fuente perturbadora.
 - ✓ La dificultad principal reside en elaborar un algoritmo que permita realizar dicha compensación en tiempo real (instantáneamente).

Finalmente, para cerrar este apartado, resaltaremos tres conceptos que deben quedar claros para entender hacia dónde va el desarrollo de los sistemas eléctricos:

- Actualmente, los FACTS están considerados como una alternativa a la construcción de nuevas líneas de transporte.
- Mediante el uso conjunto de FACTS y convertidores estáticos en las redes eléctricas se puede incrementar la capacidad de transmisión de las mismas sin poner en riesgo la calidad del suministro para los clientes.
- Otra aplicación en la que los FACTS se están mostrando como la solución más efectiva es a la hora de resolver problemas de huecos de tensión. STATCOM, SVC y DVR son los FACTS más “convencionales” que se están instalando para mitigar estos problemas.

4. INCONVENIENTES

Hemos visto a lo largo del capítulo las ventajas de estos sistemas en materia de aplicaciones y funcionalidad. Sin embargo, no todo son beneficios, hay que tener en cuenta también los aspectos negativos que se derivan de la implantación de estos equipos.

Si bien en este caso no presentan ningún “efecto secundario” sobre la salud del sistema, sí conviene destacar algunos aspectos a tener en cuenta que hacen inviable la implantación en masa de estos dispositivos.

Los inconvenientes que presentan los FACTS son fundamentalmente dos:

- Elevado coste inicial de instalación. El coste de un dispositivo FACTS consta de dos conceptos:
 - ✓ Coste inicial de instalación: es el concepto que debe considerarse en mayor medida a la hora de realizar un estudio económico, ya que son equipos muy caros y la inversión inicial es muy elevada.
 - ✓ Coste de operación y mantenimiento: son muy inferiores al coste de compra del equipo e instalación del mismo (en torno a un 10-15% anual).

En la siguiente figura comprobamos la necesidad de optimizar los recursos económicos disponibles ante la imposibilidad de implantar dispositivos FACTS en todas las líneas del sistema eléctrico que lo requieran. Más a sabiendas que estos costes suelen repercutir directamente sobre el consumidor (ni las empresas distribuidoras ni las AAPP asumen la responsabilidad de dicho coste) y, con la situación económica que el mundo está travesando en la actualidad, no parece que sea el momento más apropiado para acometer inversiones de este tipo a gran escala.

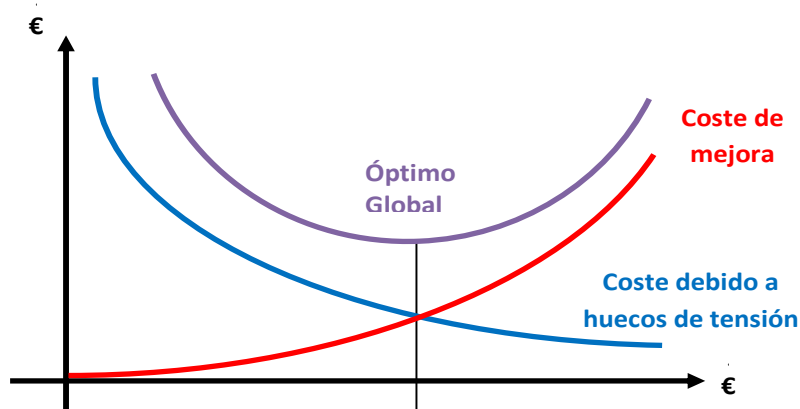


Fig. 2: Representación gráfica del coste debido a huecos de tensión vs coste de mejoras en el sistema para paliar la situación

- Necesidad de ampliar su instalación a la totalidad de la red para aumentar la efectividad del sistema:
 - ✓ Esta última necesidad, hace que la instalación de FACTS sea una solución prácticamente inviable por los desorbitados costes económicos que de ello se derivarían, por lo que habría que buscar la optimización de los recursos para afrontar su implantación en puntos críticos o de importancia relevante para la correcta operatividad del sistema.
 - ✓ Para ello será necesario disponer de algoritmos o herramientas capaces de afrontar dicho desafío. Es necesario desarrollarlas más en profundidad. Existen algunos trabajos actualmente a nivel local, pero no alcanzan a la totalidad del sistema.
 - ✓ Una de las técnicas que puede mostrarse más efectiva para esta labor son los algoritmos genéticos para la localización de FACTS. Las primeras estimaciones arrojan buenas esperanzas para ámbitos locales. Faltaría extrapolar estos resultados a la totalidad de las líneas de la red eléctrica.

Hemos realizado un repaso detallado de lo que son los dispositivos FACTS, las aplicaciones que deben desempeñar y, finalmente, los inconvenientes que se presentan a su implantación.

En el siguiente capítulo describiremos otro de los importantes pilares sobre los que debe sostenerse el modelo de la smart grid. La electrónica de potencia, como indicábamos al inicio del capítulo, es sin duda otro de ellos.

CAPÍTULO 3

GENERACIÓN DISTRIBUIDA

1. Definición y aplicaciones fundamentales
2. Tecnologías implicadas
3. Generación distribuida y Recursos Energéticos Distribuidos (RED)
4. Ventajas y beneficios potenciales

1. DEFINICIÓN Y APLICACIONES FUNDAMENTALES

En este capítulo describiremos uno de los pilares fundamentales de la smart grid, sino el más importante. Es una de las tecnologías más novedosas y que suponen un cambio más radical en el modelo del sistema eléctrico tal y como está concebido a día de hoy.

Con la creciente proliferación de los recursos energéticos distribuidos, los consumidores y las pequeñas unidades de generación van cobrando un papel más activo en los mercados energéticos. Aparecen nuevos conceptos tales como la agregación de cargas, con capacidad de participar en los nuevos modelos de negocio.

Para conseguir una operativa de red eficiente, estos nuevos elementos deben intercambiar información en tiempo real para poder integrar a todos ellos en el sistema de operación y gestión de red. Es por tanto crucial, una vez más, un sistema de comunicación fiable que permita la interacción entre todos ellos con el operador de la red.

En lo que concierne a las redes de distribución, veremos más adelante cinco funciones primordiales (factores críticos de funcionamiento) sobre las que tendrán impacto los sistemas de generación distribuida.

Para entender correctamente este nuevo concepto, podemos definir la Generación Distribuida (GD) como la generación de energía eléctrica a pequeña escala, lo más cercana al centro de carga, con la opción de interactuar con la red eléctrica y, en algunos casos, considerando la máxima eficiencia energética.

Una de las ventajas fundamentales de la GD es la elasticidad que presenta esta tecnología para adecuarse a las necesidades del mercado, lo que posibilita que sea uno de los pilares fundamentales en los que se sustentará la smart grid.

Las Aplicaciones fundamentales de la GD son:

- **Generación de base**
 - ✓ Se define como la generación permanentemente conectada.
 - ✓ Se utiliza para generar energía eléctrica de manera continua y sin interrupciones (en función de la disponibilidad), operando en paralelo con la red de distribución.
 - ✓ Esta aplicación se da principalmente cuando las fuentes de generación que prevalecen son renovables, no gestionables por definición (parques eólicos, centrales fotovoltaicas, etc.).

-
- ✓ Al ser fuentes de generación variable, puede verse alterado el equilibrio generación-consumo, el cual es absolutamente necesario tanto para asegurar el suministro eléctrico a los clientes como para obtener valores de fiabilidad de la red cercanos al 100%.
 - **Generación en punta**
 - ✓ Se utiliza para suministrar la energía eléctrica en períodos punta, con lo que disminuye la demanda máxima del consumidor.
 - ✓ Como el coste de la energía en este período es el más alto, se puede lograr un beneficio económico bastante aceptable (el precio del período punta es entre un 20-30% más elevado que para el período llano).
 - ✓ Es una aplicación fundamental a la hora de lograr el aplanamiento de la curva de demanda en punta.
 - ✓ Llega incluso a afectar a los planes estratégicos de desarrollo de plantas de generación (este tipo de estudios lo realiza Red Eléctrica en España), ya que mediante un amortiguamiento de los valores máximos previstos de generación de energía se puede dar cobertura a un parque energético más amplio con los mismos recursos e instalaciones.
 - **Generación aislada**
 - ✓ Se trata de una de las principales novedades que se pueden implementar con el modelo de GD. Consiste en funcionar como sistemas aislados (sistemas conocidos como microrredes, como veremos en capítulos posteriores) cuando existe algún problema de calidad de suministro o falta del mismo en la red a la que está conectada.
 - ✓ El problema fundamental y al que hay que dar solución es a las herramientas, dispositivos y aplicaciones que permitan la conexión y desconexión de la microrred al sistema eléctrico, ya que pueden producirse contingencias graves como resultado de un error en estas maniobras.
 - ✓ Otro inconveniente que se presenta es la resolución de contingencias locales una vez se esté funcionando en modo isla (se denomina así a la autogestión independiente de la microrred), ya que los mecanismos de los que se dispone y los apoyos necesarios para reconfigurar la microrred serán mucho más reducidos. La solución a este tipo de contingencias puede incluso no existir, siendo un gran inconveniente la pérdida del suministro eléctrico.
 - **Soporte a la red de distribución:**
 - ✓ El funcionamiento como “red de apoyo” puede darse de forma eventual, o bien periódicamente, cuando el operador del sistema (a través de la empresa distribuidora) requiera reforzar su red eléctrica instalando pequeñas plantas debido a un aumento de la demanda, puntual o



estacional, necesidades de mantenimiento de las instalaciones o por contingencias en la red que no puedan resolverse mediante reconexión automática.

▪ **Almacenamiento de energía:**

- ✓ La última funcionalidad que vamos a contemplar será como medios de almacenamiento de energía local, cuando se disponga de los equipos de almacenamiento de energía necesarios.
- ✓ Se puede tomar en consideración esta alternativa cuando es viable el costo de la tecnología a emplear, las interrupciones son frecuentes o se cuenta con fuentes de energía renovables.

2. TECNOLOGÍAS IMPLICADAS EN LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA

En este apartado vamos a describir brevemente cuáles son las principales tecnologías con las que cuenta la GD. La mayoría de ellas son de carácter renovable, si bien también se cuenta con algunas de las tecnologías conocidas como convencionales, que permiten dar suministro a los consumidores cuando las fuentes renovables no estén operativas o no sean suficientes para satisfacer la demanda del sistema.

Hay que diferenciar entre tecnologías de generación y tecnologías de almacenamiento. En este capítulo vamos a dar un breve repaso a ambas tecnologías, si bien haremos más hincapié en los sistemas de almacenamiento en capítulos posteriores. Lo vemos en el siguiente esquema:

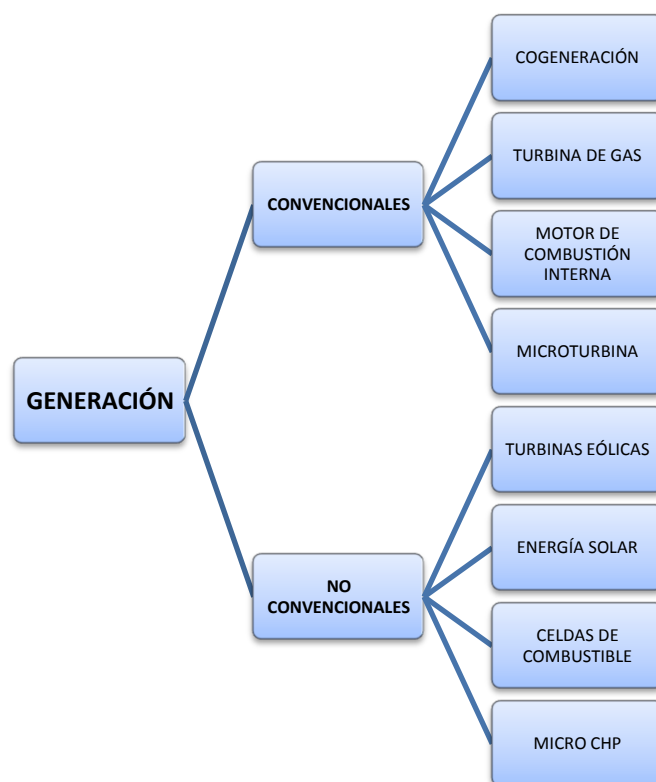


Fig. 1: Esquema de sistemas de generación de energía eléctrica

Los sistemas de generación convencionales son comúnmente conocidos y están muy desarrollados en la actualidad, exceptuando las microturbinas, que tienen una aplicación más local y, por tanto, no se han explotado comercialmente.

Haremos un breve repaso de las claves de cada una de ellas y sus principales aplicaciones y beneficios aportados a la GD.

- **Cogeneración**

- ✓ Esta tecnología produce en forma simultánea energía eléctrica y térmica, siendo esta última utilizada en los procesos productivos en forma de un fluido caliente (vapor, agua, gases), obteniendo eficiencias globales de más del 80%.
- ✓ Sus capacidades y aplicaciones son muy amplias, debido a que puede emplear todas las tecnologías que abarca la GD.

- **Turbina de gas**

- ✓ El combustible suele ser gas natural, aunque puede emplearse también gas licuado. Por tanto, tiene dependencia energética de recursos fósiles.
- ✓ Las potencias desarrolladas van de 265 kW a 50.000 kW, por lo que es una tecnología capaz de dar cobertura a necesidades muy diferenciadas (tecnología muy elástica), si bien el tamaño de las turbinas aumenta considerablemente para grandes potencias.
- ✓ Permiten obtener eficiencias eléctricas del 30% y térmicas del 55%, lo que la convierte en una de las tecnologías menos eficientes de todas las que vamos a describir.
- ✓ Los gases de combustión tienen una temperatura de 600°C. Es una de las principales causas de su baja eficiencia. Sin embargo, se pueden utilizar directamente para el calentamiento de procesos, o indirectamente para la generación de vapor o cualquier otro fluido caliente.
- ✓ Ofrecen alta seguridad de operación. Es una tecnología muy estudiada y plenamente desarrollada.
- ✓ El tiempo de arranque es relativamente corto (10 minutos), por lo que puede ser interesante su utilización frente a contingencias o para recuperar caídas del sistema.
- ✓ El principal inconveniente que presentan es el espacio físico que ocupan y que, para grandes potencias, puede ser muy elevado.

- **Motor de combustión interna**

- ✓ Utilizan gasolina, gasóleo o gas natural. Flexibilidad de combustibles, aunque siempre dependientes de fuentes fósiles.
- ✓ Las potencias que desarrollan van desde 15 kW hasta más de 20.000 kW.
- ✓ Alcanzan eficiencias eléctricas del orden del 40% y eficiencias térmicas cercanas al 33%, por lo que no se puede considerar una tecnología eficiente.
- ✓ La temperatura de gases de salida es de 400°C.
- ✓ Tienen un bajo coste de inversión y vidas útiles de hasta 25 años.
- ✓ Requiere un consumo moderado de agua.
- ✓ Poco espacio de instalación. Son muy potentes en relación al tamaño.

-
- ✓ Su crecimiento puede ser modular, es decir, pueden acoplarse nuevos módulos que incrementen su potencia según las necesidades del sistema, algo inviable en las turbinas de gas.
 - **Microturbina:**
 - ✓ Constituyen una tecnología reciente de GD ya que, como comentábamos anteriormente y exceptuando a algunos fabricantes, el mercado está a varios años de su comercialización en forma masiva.
 - ✓ Las microturbinas tienen cuatro modos distintos de operación: aislado de la red eléctrica, conectado a la red, en paralelo con exportación de energía, y en modo continuo.
 - ✓ Rango de potencias desde 15 kW a 300 kW en una sola unidad. No suministran grandes potencias, si bien son válidas para suministros puntuales o domésticos.
 - ✓ Mantenimiento mínimo.
 - ✓ Ocupan muy poco espacio. El carácter local de esta tecnología la convierte en una fuente de GD de pequeño tamaño, pero que casa totalmente con la nueva filosofía de la smart grid.
 - ✓ Son ligeras y operan sin vibración, prácticamente no hacen ruido.
 - ✓ Tiempo de operación de 40.000 a 75.000 horas. Su ciclo de vida no es demasiado elevado. No es una tecnología, por tanto, que vaya a suministrar energía de forma continuada.
 - ✓ Pueden utilizar como combustible, además del gas natural, el queroseno, gasolina, etanol, propano, y biomasa. Gran flexibilidad de combustible aunque siempre dependiendo de combustibles fósiles.
 - ✓ Una de sus principales características es la reducción de emisiones contaminantes (NO_x , CO_2 e hidrocarburos).
 - **Turbinas eólicas: aerogeneradores**
 - ✓ La energía cinética del aire en movimiento proporciona energía mecánica a un rotor que, a través de un sistema de transmisión mecánico, hace girar un generador que convierte la energía mecánica rotacional en energía eléctrica.
 - ✓ Los rotores modernos pueden llegar a tener un diámetro de hasta 80 metros y producir potencias de algunos MW.
 - ✓ La velocidad de rotación está normalmente limitada por la velocidad de punta de pala, cuyo límite actual se establece en base a criterios acústicos.
 - ✓ Es una energía limpia y barata, que puede convivir con otros usos del suelo o instalarse en espacios no aptos para otros fines.
 - ✓ Su utilización combinada con otros tipos de energía (habitualmente solar) permite generar energía en viviendas particulares o edificios comerciales capaces de suministrar gran parte de la energía que consumen.

- ✓ Los parques eólicos offshore (aerogeneradores instalados en el mar) son una alternativa en alza, ya que el viento es más fuerte, constante y el impacto social es menor, aunque presenta un coste de instalación y mantenimiento mucho mayor.
- ✓ Debido al carácter no gestionable de la energía eólica, no puede ser utilizada como fuente única de energía, sino como respaldo de las energías convencionales.
- ✓ Uno de los mayores inconvenientes de los aerogeneradores son los llamados huecos de tensión, ya que las protecciones de los aerogeneradores los desconectan de la red eléctrica para evitar que estos sean dañados. Es necesario integrar sistemas de almacenamiento de energía para evitar apagones generalizados por bajadas de tensión. En el capítulo de almacenamiento de energía veremos ejemplos de algunos de estos equipos.

Los sistemas de generación renovables no convencionales los veremos más detalladamente en el capítulo 7: “Transporte y almacenamiento de energía”. Sin embargo, sí conviene resaltar en este punto los sistemas micro-CHP por ser una combinación de tecnologías de generación de distintos tipos de reciente aparición.

▪ **Sistemas micro-CHP**

- ✓ Son sistemas de microcogeneración (las siglas en inglés significan micro Combined Heat and Power generation/cogeneration).
- ✓ Estos sistemas funcionan típicamente como elementos generadores de calor para proporcionar calefacción y agua caliente sanitaria en edificios comerciales y residenciales.
- ✓ Mediante la generación de calor y electricidad se logran altas eficiencias, a diferencia de las calderas convencionales, ya que se ahorra combustible y, por tanto, se reducen las emisiones de gases de efecto invernadero y los costes de electricidad.
- ✓ La mayoría de los equipos opera en paralelo con la red eléctrica por dos motivos:
 - Es una tecnología basada en energías renovables y, por tanto, aleatoria, siendo necesario el apoyo del sistema eléctrico para asegurar la continuidad del suministro.
 - Posibilidad de inyectar energía en la red con los beneficios económicos que se derivan de ello. Favorece la participación del consumidor en el mercado energético.

Una vez repasadas las tecnologías de generación que van a tomar parte en el modelo, en el siguiente apartado veremos cuáles son las aplicaciones fundamentales que se pueden obtener de la GD, así como las novedades que aporta esta tecnología al conjunto de la smart grid.

3. GENERACIÓN DISTRIBUIDA Y RECURSOS ENERGÉTICOS DISTRIBUIDOS

Tradicionalmente, los operadores de red eran responsables de la seguridad, fiabilidad de la red y calidad del suministro. Sin embargo, esta tendencia está cambiando. La generación de la energía y las cargas del sistema se encuentran cada vez más repartidas en la red de distribución.

A su vez, los recursos energéticos distribuidos se van haciendo cada vez más comunes, pequeñas unidades de energía van tomando parte en el sistema y los consumidores se convierten cada vez más en una parte activa del mercado energético.

Consecuentemente, es necesario que el operador de la red de distribución asuma algunas de las responsabilidades de los operadores de la red de transporte, en particular el equilibrio de generación y cargas.

Con este nuevo escenario, es necesario desarrollar nuevas aplicaciones y herramientas para gestionar los recursos energéticos distribuidos y las acciones y decisiones de los consumidores, realizando predicciones y anticipándose al comportamiento de estos para mantener en todo momento el equilibrio entre generación y consumo.

Es necesario entender la complejidad que implica la operación de la red eléctrica en tiempo real y desarrollar las soluciones que hemos visto en capítulos anteriores, las cuales deben integrar la coordinación y cooperación entre sistemas y mantenerse en constante evolución para lograr los índices de fiabilidad y calidad de suministro necesarias para el correcto funcionamiento de las smart grid.

➤ Generación y agregadores de carga

Uno de los modelos que está en proceso de investigación y desarrollo es el de los agregadores de carga. Definiendo diferentes niveles de agregación hasta alcanzar un tamaño crítico en términos de potencia se intenta lograr el equilibrio entre generación y consumo.

Algunos de los proyectos y pilotajes que se están llevando a cabo en la actualidad están basados en tres niveles de agregación. Se obtienen beneficios adicionales para los recursos energéticos distribuidos permitiendo la participación de estos en el mercado a través de los diversos niveles, haciendo más sencilla la gestión de dichos recursos y de las cargas consumidas por los clientes a través del aglutinamiento de todos ellos para cada nivel. Lo vemos más claramente en la siguiente ilustración:

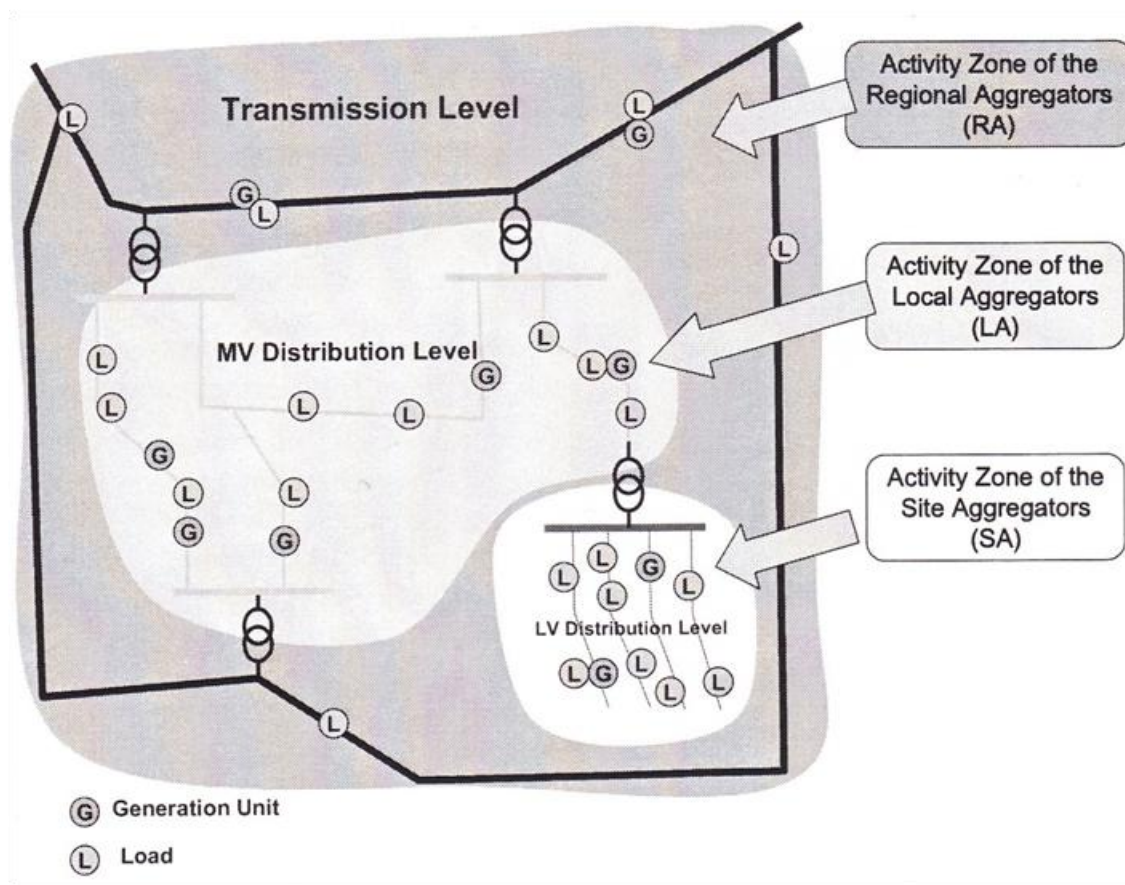


Fig. 2: Esquema de una red de distribución con generación distribuida

Los puntos representados con una "L" son cargas o puntos de consumo y los puntos señalados como "G" son unidades de generación. Los distintos niveles de agregadores los describimos a continuación, de menor a mayor zona de influencia.

▪ **Agregador puntual (SA - Site Aggregator):**

- ✓ Gestiona la generación y las cargas de un edificio o instalación. Se encarga de la optimización en la producción de energía y el uso de los recursos energéticos (gas, energía fotovoltaica, etc.). Eventualmente debería ser capaz de realizar labores de ajuste de parámetros tales como control de frecuencia, control de tensión, armónicos, flicker, etc.
- ✓ Los pilotajes desarrollados actualizan los parámetros cada 30 minutos, modificando comportamientos de generación y consumo en función de los requerimientos del sistema para lograr la estabilidad.
- ✓ El operador de red puede usar la información del agregador puntual para mantener la calidad del servicio, tensión y flujos de potencia dentro de los valores aceptables.

-
- **Agregador local (LA – Local Aggregator):**
 - ✓ La gestión se amplía a una localidad o parte de ella (en ciudades puede ser recomendable). Su función es optimizar la producción de energía (calor, electricidad, etc.) y el uso de recursos energéticos y proporcionar al operador del sistema información suficiente para gestionar correctamente los parámetros del sistema: control de frecuencia, control de tensión, armónicos, flicker, compensación de huecos de tensión, limitación de energía a pequeñas partes del circuito, etc.
 - ✓ Los pilotajes desarrollados actualizan la información cada 60 minutos.
 - ✓ A su vez, los agregadores locales deberían ser capaces de llevar a cabo funciones de aglutinamiento de unidades generación para optimizar su participación en el mercado energético, si bien estas funciones no se han conseguido en los experimentos realizados en campo.
 - ✓ El objetivo que se debe perseguir es tratar de evitar el uso de fuentes de generación de alto coste para dar cobertura a la demanda de la zona.
 - ✓ Es necesaria la posibilidad de integrar la gestión local para varios agregadores locales, de manera que queden conectados entre sí y la gestión del conjunto sea compatible entre todos ellos y con el sistema.

 - **Agregador regional (RA – Regional Aggregator):**
 - ✓ Son capaces de gestionar la generación y consumo de grandes ciudades, provincias o incluso un país. Debe llevar a cabo las mismas funciones que un agregador local, pero además tiene capacidad de responder a las variaciones de precio del mercado eléctrico y modificar el comportamiento de todos los niveles inferiores en función de ello.
 - ✓ Los pilotajes desarrollados actualizan la información cada hora o dos horas. Preferible cada hora para ajustarse a las variaciones de precio horarias del mercado intradiario.
 - ✓ Finalmente, para operar eficientemente entre todos los niveles de agregación es necesario el intercambio de información en tiempo real entre todos ellos, ya que la respuesta a las contingencias que se puedan presentar dependerá totalmente de la capacidad de comunicación y respuesta entre todos los niveles de agregación del sistema, tanto para la generación de la energía como para los patrones y comportamientos de consumo.
 - ✓ Obviamente es necesaria la comunicación tanto a nivel de agregadores como con niveles paralelos de operación del sistema, tales como subestaciones y sistemas de operación de transporte y distribución de red.

➤ **Factores críticos de funcionamiento:**

Para alcanzar el objetivo de habilitar una nueva aplicación que permita la agregación de cargas, potencias y consumos, el primer paso es definir los requisitos básicos para operar la red. Podemos definir cinco grandes bloques:

- ✓ Gestión de reactiva-activa: requiere información en tiempo real de las reservas de recursos energéticos distribuidos, comportamiento dinámico de consumidores (y por consiguiente del agregador local) y parámetros críticos aportados por los dispositivos de la red para llevar a cabo el equilibrio de cargas. Es necesario, a su vez, una coordinación más eficaz entre los sistemas de distribución y transporte.

Los otros cuatro factores que vamos a enumerar a continuación están relacionados con la optimización de la operativa de red a través de los parámetros críticos de ésta: seguridad/fiabilidad, calidad de suministro, reducción de pérdidas en el sistema y gestión más cerca de los límites de funcionamiento (apurar más la red).

- ✓ Análisis de contingencias.
- ✓ Localización de faltas, aislamiento y reconexión.
- ✓ Reconfiguración de fuentes de alimentación distribuidas/dispersas.
- ✓ Relés de protección y recoordiación.

Con esto quedarían definidos tanto los agentes encargados de la operación y gestión de la red, como los factores críticos a tener en cuenta.

Hemos realizado un repaso a lo largo de todo el capítulo de los requisitos técnicos necesarios para que la generación distribuida aporte un beneficio real a la smart grid. Sin embargo, aún no hemos comentado cuáles son esos beneficios que se pueden alcanzar a través de una correcta integración de la generación distribuida en el modelo de la smart grid. Eso es precisamente lo que veremos en el próximo capítulo.

4. VENTAJAS Y BENEFICIOS POTENCIALES

Para concluir este capítulo haremos un repaso a los principales beneficios que aporta la generación distribuida, tanto para el papel de consumidor como para el de suministrador de energía, ya sean empresas de generación o el propio cliente. Notar que el beneficio para el cliente es doble una vez se integra en el mercado como consumidor y generador de energía eléctrica.

- **Beneficios para el consumidor:**

- ✓ Incremento en la fiabilidad y continuidad del suministro, especialmente en zonas donde los apagones son frecuentes.
- ✓ Mejoras en la eficiencia cuando se aplican sistemas de cogeneración (calefacción, frío, etc.)
- ✓ Aumento en la calidad de la energía.
- ✓ Reducción del número de interrupciones.
- ✓ Uso más eficiente de la energía: gran variedad de tecnologías que permiten al usuario elegir la mejor opción para un lugar determinado.
- ✓ Menor coste de la energía: tanto en el caso de utilizar los vapores de desecho, o por el propio coste de la energía eléctrica en horas pico).
- ✓ Favorece la integración de energías renovables.
- ✓ Beneficios medioambientales: reducción de emisiones gracias a las tecnologías de generación distribuida renovable (solar, eólica, etc.).

- **Beneficios para el generador:**

- ✓ Reducción de pérdidas en las redes de transporte y distribución.
- ✓ Optimización de costes debido a la reducción de los picos de demanda.
- ✓ Suministro en zonas remotas (a través de microrredes) donde la red convencional no es una opción.
- ✓ Libera capacidad del sistema.
- ✓ Proporciona mayor control de energía reactiva y de regulación de tensión.
- ✓ Disminución de la inversión necesaria en infraestructuras.
- ✓ Menor saturación y, por tanto, reducción del índice de faltas.
- ✓ Beneficios medioambientales: reducción de emisiones gracias a las tecnologías de generación distribuida renovable (solar, eólica, etc.).

Está claro que nos encontramos ante una tecnología capaz de darle la vuelta al modelo de sistema eléctrico tal y como lo tenemos concebido hoy en día. Sin embargo, la principal dificultad que se debe salvar es la integración de todas las pequeñas fuentes de generación en un sistema eléctrico global y su coordinación de manera que no se produzcan picos de generación y consumo descontroladamente. Es una tarea ardua que requiere de unas tecnologías de transporte y comunicación de la información que, a día de hoy, aún no están desarrolladas lo suficiente como para llevar a cabo la integración masiva de la GD.

CAPÍTULO 4

GESTIÓN ACTIVA DE LA DEMANDA

1. Introducción
2. Caracterización de la demanda
3. Factores del cambio
4. Redes Activas: automatización de las redes de transporte y distribución
5. Beneficios potenciales

1. INTRODUCCIÓN

Hoy por hoy, la demanda eléctrica cuenta con un potencial de eficiencia muy importante. A diario derrochamos gran parte de la energía generada que podría ser aprovechable. Escuchamos indiferentes consignas para optimizar el consumo de energía de nuestros hogares, ciudades, o incluso en nuestro país.

Las últimas actuaciones del Gobierno en materia medioambiental tienen como objetivo prioritario reducir el consumo energético del conjunto de consumidores. Otra cosa es que las medidas sean más o menos acertadas...pero es, sin duda notable, el interés que existe por parte de todos los agentes de mercado en reducir el consumo energético nacional (ciertamente fundado al ser un país totalmente dependiente del exterior en materia de recursos energéticos no renovables).

Con la actual crisis que está experimentando el sector energético a partir del brote de revueltas en el mundo árabe, es más que nunca necesario optimizar la generación y el consumo de recursos energéticos. La recuperación económica de nuestro país puede depender de ello y, más a largo plazo, nuestra propia supervivencia.

La gestión de la demanda en tiempo real debe ser clave para el desarrollo y operación de las redes eléctricas, así como para el establecimiento de un mercado mucho más efectivo y eficiente que el que tenemos en la actualidad.

Entendemos por gestión de la demanda la planificación e implementación de aquellas medidas destinadas a influir en el modo de consumir energía, de manera que se produzcan los cambios deseados en la curva de la demanda, más explícitamente, en el aplanamiento de la misma.

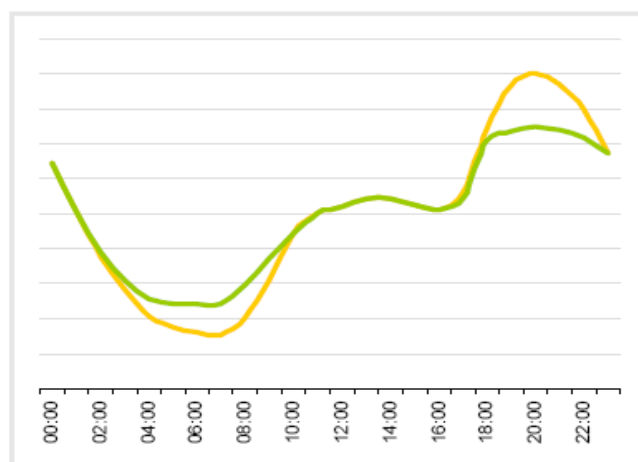


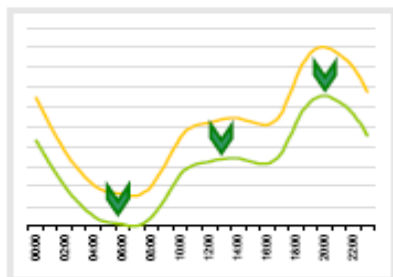
Fig. 1: Aplanamiento de la curva de demanda invernal

Para llevar a cabo con éxito el modelo de Gestión Activa de la Demanda (GAD) es necesario que se den una serie de factores:

- Participación activa de los consumidores: reducción del consumo en horas punta y desplazamiento de carga a períodos valle.
- Automatización en el consumo final: aparatos electrónicos inteligentes, redes de distribución activas.
- Integración del vehículo eléctrico: lo veremos en detalle en el último capítulo. Puede funcionar como sistema de almacenamiento de energía, contribuir al desplazamiento de cargas a períodos valle, regulación de consumos mediante gestión inteligente de las cargas.
- Cambios regulatorios: necesaria nueva legislación que regule los puntos anteriores y que sea más laxa en temas como la ley de propiedad horizontal (imposibilita a día de hoy disponer de un enchufe en el garaje para recarga del vehículo eléctrico).

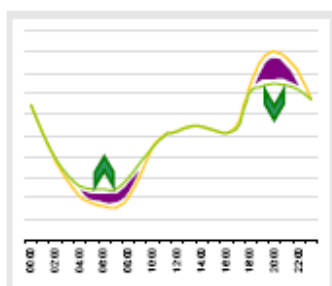
Quedan por definir los objetivos que se pretenden con una correcta gestión activa de la demanda. Fundamentalmente son tres:

Reducción del Consumo



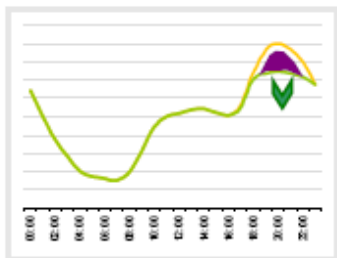
- ✓ A través de la concienciación de la sociedad se pueden alcanzar importantes objetivos de reducción del consumo energético.
- ✓ Ya existen varias medidas por parte de los Gobiernos encaminadas a ello, fundamentalmente para cumplir con objetivos y compromisos adquiridos (Kioto, etc.).
- ✓ Búsqueda de la mejora continua en eficiencia de equipos y procesos.

Desplazamiento del consumo de la punta al valle



- ✓ Incremento del almacenamiento de energía mediante bombeo puro, tecnologías de almacenamiento (que veremos más adelante) y vehículos eléctricos.
- ✓ Discriminación horaria.
- ✓ Sistemas de regulación del consumo para equipos eléctricos gestionables de forma remota.

Reducción del Consumo en las horas punta del Sistema



- ✓ Gestión automática de conexión y desconexión de cargas.
- ✓ Servicios bonificados de interrumpibilidad. Esta práctica ya se lleva a cabo en la actualidad con algunos clientes con grandes consumos.
- ✓ Participación activa de la demanda en los mercados a través de smart metering y señales de precios.

Una vez definidos los conceptos, objetivos y necesidades propias de la Gestión Activa de la Demanda (GAD), es necesario analizar dicha demanda para poder actuar de manera eficiente sobre ella. No vamos a hacer una descripción cuantitativa de la misma, sino que nos centraremos en descripciones y acciones cualitativas, que es el paso previo a cuantificar cualquier actuación.

2. CARACTERIZACIÓN DE LA DEMANDA

El consumo energético de un país es uno de los indicadores más determinantes del estado de su economía. Si nos ceñimos al caso particular de España, se comprueba que desde 1.996 el consumo energético ha seguido un crecimiento medio anual del 4,7% hasta 2.006, año en el que empiezan a notarse los primeros efectos de la crisis económica. A partir de ese momento, el crecimiento cae por debajo del 3% y ya en 2.009 y 2.010 se produjo un retroceso en el consumo de energía en nuestro país, principalmente en el sector industrial, tal y como se ilustra en la siguiente figura:

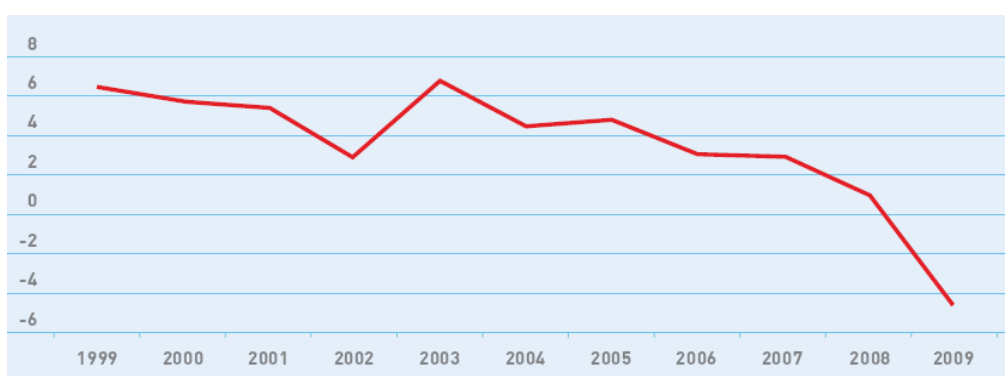


Fig. 2: Evolución del crecimiento anual de la demanda eléctrica en % (Fuente: REE)

En el siguiente gráfico podemos comprobar esto mismo a través de la evolución de los máximos y los mínimos de demanda mensuales, si bien no aparece el retroceso en el consumo de los años 2.009 y 2.010.

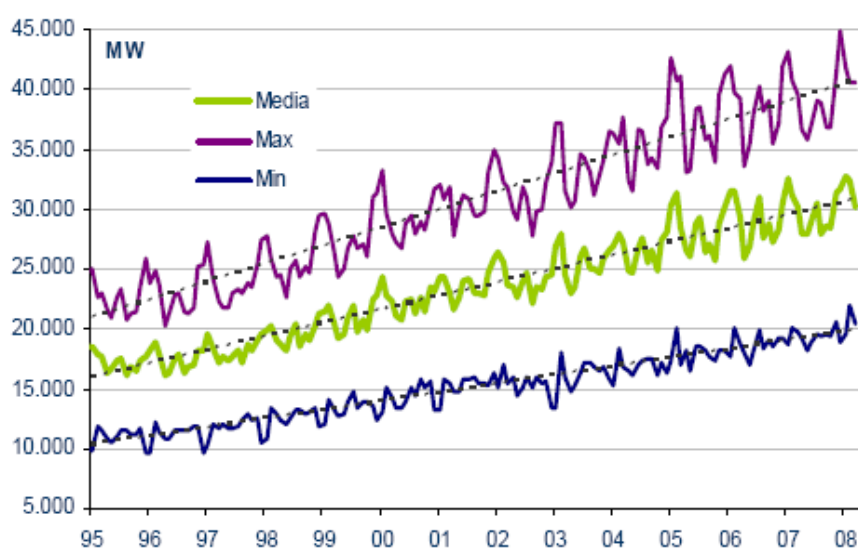


Fig. 3: Incremento anual de las puntas de demanda desde 1.995 hasta 2.008.

Cabe destacar que los picos de demanda se incrementan de forma más rápida que la media de consumo de energía. Esto afecta directamente al operador del sistema a la hora de diseñar las instalaciones de generación y transporte del sistema eléctrico, ya que obviamente el sistema debe estar preparado para dar cobertura a las puntas de demanda y no a las medias.

Es importante también tener en cuenta el componente estacional asociado a la demanda energética. Existe una mayor demanda de energía en verano y en invierno debido principalmente a factores medioambientales, a destacar la temperatura y el número de horas de luz solar.

Si además de todo esto, integramos en el análisis los mapas de generación y consumo, prácticamente estamos consiguiendo una foto muy representativa de la situación del sistema a considerar (en el siguiente gráfico, para el caso particular de España). De cara a reducir las pérdidas en el transporte de energía es crucial acercar lo máximo posible los puntos de generación a los núcleos importantes de demanda. En el caso descrito a continuación podemos comprobar que existe un desequilibrio entre generación y demanda en las cercanías de Madrid, el cuál debe ser cubierto por el resto de plantas de generación del territorio. Cuanto mayor sea la distancia desde la que proviene la energía, mayores serán las pérdidas en las que incurrirá el sistema debido al transporte de la misma (en torno al 4-5%).

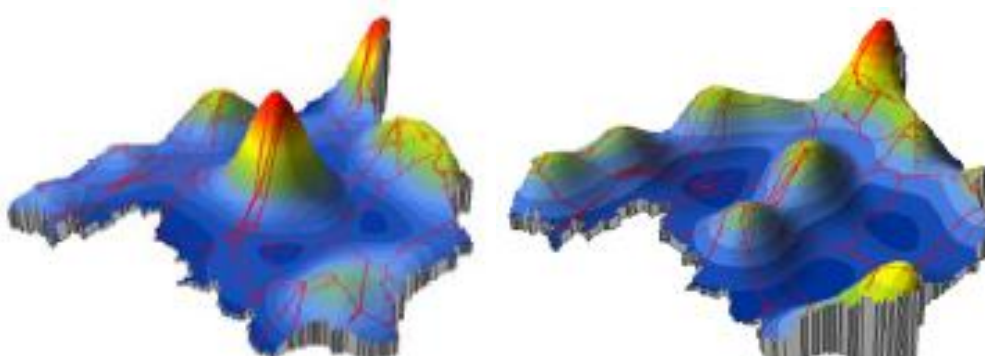


Fig. 4: Distribución desigualmente localizada de la demanda (izquierda) y la generación (derecha) en España estimadas para el año 2015

Únicamente quedaría por estudiar cuáles van a ser los equipos sobre los que se puede incidir a través de la GAD. Es obvio que existen una serie de necesidades que la sociedad del bienestar actual no está dispuesta a sacrificar. Es sobre el resto de equipos que hay que actuar para alcanzar los tres objetivos fundamentales que hemos

descrito anteriormente. En la siguiente tabla tenemos una breve enumeración de algunos de ellos.

CLASIFICACIÓN DE LOS EQUIPOS ELÉCTRICOS		
	NO GESTIONABLES	GESTIONABLES
ALTA PENETRACIÓN	Televisión, microondas, frigorífico, horno	Lavadora
MEDIA PENETRACIÓN	Ordenador, vitrocerámica, DVD	Aire acondicionado, lavavajillas
BAJA PENETRACIÓN	Placas de inducción	Calefacción eléctrica, secadora

Tabla 1: Clasificación de equipos eléctricos de una vivienda

La meta que persigue la GAD es desplazar el consumo de estos equipos gestionables (no esenciales) hacia períodos en los que el consumo es menor y, por tanto, también lo es el precio de la energía. El beneficio económico es tanto para el consumidor, a través del ahorro en el precio del kWh, como para el sistema, ya que las fuentes de generación renovable pueden funcionar a pleno rendimiento también en los períodos valle y, consecuentemente, el coste medio de generación disminuye.

De forma paralela es necesario desarrollar nuevos tipos de contratos con el objetivo de motivar la participación del cliente en el modelo de GAD.

No es una tarea fácil por varias razones, la principal es la reticencia que tiene el mercado al cambio. Para superar esta barrera lo primero que habrá que lograr es convencer a los consumidores de que existe un beneficio económico real.

Una vez que se consiga sumar a las grandes empresas, el resto seguirá su ejemplo por las simples leyes del mercado de la competencia: si el competidor baja sus costes fijos y tú no lo haces, estás en clara desventaja competitiva.

El modelo ideal es que cada consumidor fuese capaz de generar su propia energía y verter a la red el excedente.

Al aparecer, por tanto, un nuevo horizonte de relaciones entre el consumidor y la empresa comercializadora de energía es necesaria la evolución de los contratos que firman ambos para poder desempeñar un papel mucho más activo por parte del consumidor y, a su vez, mejorar la eficiencia del sistema por parte de la comercializadora.

Cada uno de ellos deberá llevar a cabo nuevas funciones hasta ahora no contempladas. La comercializadora será la encargada de desarrollar los algoritmos de control capaces de diseñar y ofertar a sus clientes contratos que permitan la integración de los mismos a través de la gestión activa de la demanda. Estos contratos suelen dividirse en dos grandes grupos:

- **Contratos basados en precios:** utilizan señales de precio para gestionar la demanda. Dentro de estos contratos, los que tienen una mayor proyección son los contratos **RTP** – Real Time Pricing (Sistemas de precios en tiempo real), **TOU** – Time of Use (predicciones temporales) y **CPP** – Critical Peak Pricing (sistemas de precios con discriminación crítica). Estos contratos ofertan precios de energía que varían cada hora o cada franja horaria, según esté estipulado.
 - ✓ Los contratos **RTP** tienen como objetivo fundamental trasladar el precio real de la energía a los consumidores. Los sistemas de comunicación jugarán un papel fundamental para este tipo de contratos y será necesario automatizar algunas de las acciones que se llevarán a cabo por parte del consumidor (es absurdo pensar que el cliente debe responder constantemente a los estímulos del mercado).
 - ✓ Los contratos **TOU** y **CPP** buscan modificar el consumo de los clientes:
 - TOU lo hará en períodos críticos conocidos a priori (normalmente a través de predicciones).
 - CPP responderá con actuaciones sobre el cliente al producirse algún tipo de contingencia en la red.
- **Contratos basados en incentivos:** ofrecen a los clientes una compensación económica a cambio de reducir su consumo en determinados momentos, bajo petición expresa del operador del sistema, agregador zonal o regional.
 - ✓ Se trata de un sistema similar al que se viene utilizando actualmente con los clientes interrumpibles, los cuales se ven beneficiados con descuentos o bonificaciones a cambio del carácter de “interrumpibilidad”.
 - ✓ Puede considerarse una forma de bonificar un orden de prioridad para desconectar determinadas cargas de la red cuando ésta se encuentra saturada o en condiciones inestables.

3. FACTORES DEL CAMBIO

Una vez tenemos caracterizada la demanda, falta definir los puntos fundamentales sobre los que debe sustentarse el modelo.

Los cuatro factores clave sobre los que es necesario incidir para conseguir el cambio son:

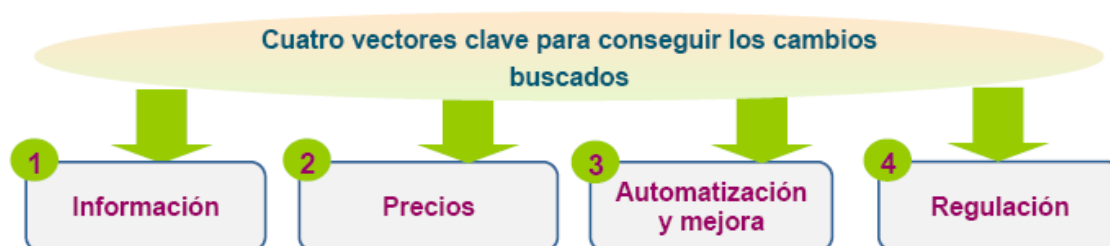


Fig. 5: Factores clave del cambio para la GAD

- **Información:**

- ✓ Es necesario dar un paso previo a la modificación de los hábitos: el conocimiento de las pautas. A través del estudio de los patrones de consumo se llega a conocer en profundidad el mercado y la forma de incidir de manera óptima sobre el comportamiento de los consumidores.
- ✓ Difusión de la información: uno de los mayores problemas que se encuentra el consumidor a la hora de valorar las diferentes propuestas del sector energético es la falta de información. La opacidad en la información conduce a la desconfianza y ésta, a su vez, a la parálisis. Es fundamental comunicar al consumidor final las diferentes opciones a desempeñar para ser más eficiente en el consumo de la energía y las transacciones que puede llevar a cabo con el sistema eléctrico y que le reportarían un beneficio real.

- **Precio:**

- ✓ Probablemente el aspecto motivador más importante para los consumidores es la necesidad de conocer en tiempo real señales de precios que trasladen los costes reales de la energía. Mediante el conocimiento del beneficio económico que puede obtener el cliente puede canalizarse su participación en el mercado.

- **Automatización:**

- ✓ Es necesario dotar al sistema de un avanzado grado de automatización que permita implementar de forma práctica las medidas de Gestión de la Demanda. Sistemas de gestión de consumo en tiempo real, contadores inteligentes o automatización de las redes de distribución (lo que veremos

posteriormente como redes de distribución activas) son elementos fundamentales para llevar a buen puerto un modelo de gestión activa de la demanda.

▪ Regulación:

- ✓ El marco regulatorio resulta esencial para la implantación y desarrollo de herramientas de gestión de la demanda.
- ✓ En la actualidad, existen reglamentaciones a nivel comunitario que imposibilitan llevar a cabo algunas de las medidas necesarias para el correcto funcionamiento de la GAD. La regulación del sector no debe ser un impedimento al desarrollo del mismo.

Conviene resaltar que es necesario, a día de hoy, un importante despliegue tecnológico en torno a los factores del cambio identificados. Simplemente resaltar que sería necesario implantar un contador inteligente en cada punto de suministro a controlar para poder desempeñar funciones de gestión activa de la demanda.



Fig. 6: Avances tecnológicos necesarios en elementos fundamentales para GAD

➤ Barreras existentes

A la hora de dar respuesta a la pregunta de “¿por qué no se implanta la gestión de la demanda?”, es necesario analizar las barreras existentes de cada uno de los factores críticos descritos anteriormente:

▪ **Información:**

- ✓ El obstáculo principal que existe a día de hoy es la incapacidad de transmitir consumos de energía online ni señales de precios que proporcione el mercado.
- ✓ Sin una implantación en masa de contadores inteligentes que posibiliten estas dos acciones básicas para el funcionamiento del modelo de GAD no puede darse, en ningún caso, una participación activa del total de consumidores.
- ✓ Únicamente gozarán de este privilegio aquellos clientes que dispongan de equipos de medición inteligente que, en España a día de hoy, es una gran minoría.
- ✓ Mientras no se amplíe la medición inteligente a un porcentaje significativo del consumo energético (como mínimo debe hacerse extensible a los clientes con consumos por encima de 100.000 kWh/año), la GAD no tendrá un efecto relevante en el sistema eléctrico.

▪ **Precio:**

- ✓ Por un lado existe el inconveniente del coste que representa el propio equipo de medida, del que previsiblemente se deberá hacer cargo el cliente. Las empresas eléctricas no están por la labor, hoy en día, de abordar una inversión de tal magnitud. No al menos mientras exista un déficit tarifario de las dimensiones actuales.
- ✓ Incluiremos también en el coste la reticencia del cliente a la hora de asumir cambios estructurales. La GAD pasa por modificar en parte algunas de las actividades propias del consumidor y trasladarlas a otros períodos más “rentables”. Esto se traduce en un coste asociado para el cliente y no será fácil hacerle ver que dicho coste (con los trastornos productivos que incluso podría significar) se traduce a corto plazo en un beneficio para su negocio. Imaginemos incluso lo que puede significar para un cliente doméstico, con menores consumos y, por tanto, menos beneficio implícito.

▪ **Automatización:**

- ✓ Como consecuencia de los dos factores anteriores nos encontramos con que el cliente necesitaría automatizar muchos de los equipos electrónicos de los que dispone para implantar satisfactoriamente el modelo de GAD. Tecnológicamente es posible siempre y cuando las tecnologías de comunicación se desarrollen de manera que el consumidor pueda, en tiempo real, desconectar y conectar cargas del sistema para adecuarse a las necesidades del mercado y las señales de precios que éste transmita.
- ✓ Por naturaleza, el cliente siempre será reticente a realizar cambios en su estructura productiva, teniendo que reprogramar algunas de sus actividades constantemente en pos de alcanzar un beneficio económico

que, ante cualquier circunstancia adversa en el modelo productivo, se tornaría en coste.

▪ **Regulación:**

- ✓ La aplicación de normativas claras a las nuevas actividades que se derivan de inyectar energía a la red en función de señales de precios de mercado es una de las necesidades principales para el correcto funcionamiento del sistema. La inexistencia de éstas o la presencia de vacíos legales en materia legislativa podría dar al traste no solo con el propio modelo de GAD, sino que podría conducir al propio sistema eléctrico a situaciones indeseadas de colapso u otra serie de contingencias en función del número de usuarios.
- ✓ Los problemas normativos suelen ser uno de los principales impedimentos a algunas tecnologías emergentes, que encuentran en la propia ley un obstáculo a su desarrollo. Es necesario anticipar la normativa para que pueda producirse el cambio de modelo de manera natural.
- ✓ La existencia de bonificaciones en etapas de crecimiento de mercado puede ser un aspecto motivador de gran importancia. En los primeros pasos de la GAD sería interesante incluir este tipo de actuaciones para facilitar la incorporación de un número significativo de consumidores y su participación en el mercado diario.

4. REDES ACTIVAS: AUTOMATIZACIÓN DE LAS REDES DE TRANSPORTE Y DISTRIBUCIÓN

En apartados anteriores hemos utilizado el concepto de Redes de Distribución Activas. Una Red de Distribución Activa (en adelante RDA) es aquella dotada de inteligencia suficiente para responder de forma automática a contingencias del sistema o a decisiones individualizadas de generación y demanda de energía por parte de los consumidores que la integran.

Se trata del medio fundamental para poder desarrollar correctamente el modelo de Gestión Activa de la Demanda y, en general, la smart grid. Sin una red eléctrica automática, flexible, con capacidad de transporte bidireccional y reconfigurable en tiempo real, las mejoras que ofrecen las redes inteligentes del futuro quedan sensiblemente mermadas.

Podemos ver en la siguiente figura un esquema de los elementos que intervienen en una red de distribución activa:

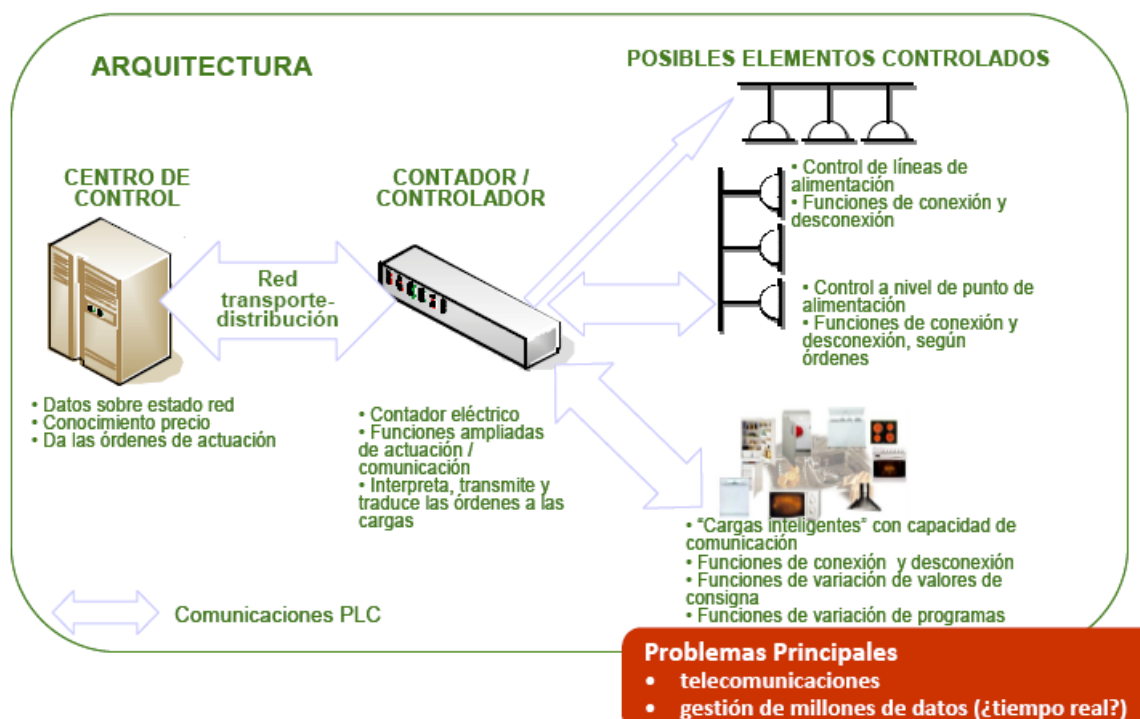


Fig. 7: Esquema de los elementos de una red de distribución activa

Los principales problemas que se encuentra el modelo los venimos comentando en capítulos anteriores. Actualmente no es posible una gestión en tiempo real para la totalidad del sistema eléctrico tal y como lo concebimos en la actualidad

(entendiendo por tiempo real valores de, como máximo, unos pocos segundos). Sin embargo, existen otro tipo de ventajas que puede aportar este nuevo modelo de gestión de la demanda, a través de redes de transporte y distribución activas, a la smart grid.

- **Tecnologías de apoyo y aplicaciones necesarias para las RDA:**

Para poder hacer realidad las RDA y gestionarlas correctamente, es necesario desarrollar un conjunto de tecnologías (que denominaremos de apoyo) y que pasaremos a analizar a continuación.

No vamos a entrar en profundidad en cada una de ellas ni tampoco en aspectos más técnicos de las mismas, pues complicaría sobremanera el análisis y no es el objetivo prioritario de este proyecto.

Sin embargo sí lo es conocer las tecnologías sobre las que deben sustentarse las RDA y las aplicaciones necesarias a desarrollar para lograr que el modelo pueda llevarse a cabo.

Clasificaremos en tres campos fundamentales en función del nivel de integración de cada una de las tecnologías (podemos verlo de manera más esquemática en los anexos): Hardware, control de estado de red y operación de red.

➤ **HARDWARE:** Equipos y dispositivos avanzados

- **Electrónica de potencia aplicada a las redes de distribución:**

- ✓ Hemos estudiado las principales aplicaciones de esta tecnología en capítulos anteriores
- ✓ Aplicaciones fundamentales:
 - Control de energía activa – reactiva.
- ✓ Beneficios potenciales:
 - Mejora de la estabilidad de la red.
 - Incremento de la capacidad de transmisión.
- ✓ Áreas a desarrollar:
 - Reducción de costes de equipos electrónica de potencia.
 - Mejora de la fiabilidad de los componentes.

- **Dispositivos inteligentes (IEDs – Intelligent Electronic Devices):**

- ✓ Los veremos en profundidad más adelante. Pueden desempeñar un papel fundamental a la hora de automatizar las redes de distribución activas.
- ✓ Aplicaciones fundamentales:
 - Tecnologías de información y comunicación (TIC)

-
- ✓ Beneficios potenciales:
 - Mejor gestión de las redes activas.
 - Control y coordinación de elementos de red más eficientes.
 - Recopilación y procesamiento de datos más fiable.
 - ✓ Áreas a desarrollar:
 - Reducción de costes.
 - Estándares de integración entre los dispositivos de distintos fabricantes y entre sí.
 - Fiabilidad y capacidad de integración de los IEDs en la red.
- **Infraestructuras avanzadas de medición:**
- ✓ En el siguiente capítulo ofreceremos una visión más amplia y detallada de los mismos.
 - ✓ Aplicaciones fundamentales:
 - Gestión de la demanda con estructuras variables de precios.
 - ✓ Beneficios potenciales:
 - Reducción de consumos y, por tanto, costes, para el cliente.
 - Aplanamiento de la curva de la demanda, con todas las ventajas que eso conlleva en materia de planificación, desarrollo y operación de red.
 - ✓ Áreas a desarrollar:
 - Reducción de costes de los equipos de medición inteligentes.
 - Aspectos regulatorios más claros.
 - Nuevas estructuras de precios variables.
- **Equipos de protección avanzados:**
- ✓ Con el nuevo concepto de smart grid es necesario un nuevo sistema de protección de red totalmente automatizado y bidireccional.
 - ✓ Aplicaciones fundamentales:
 - Gestión activa de la red con alta penetración de GD.
 - ✓ Beneficios potenciales:
 - Incremento de la integración de GD.
 - Mejora de la fiabilidad de la red y la calidad de la energía.
 - Capacidades de aislamiento zonal. Posibilidad de funcionar en modo isla.
 - ✓ Áreas a desarrollar:
 - Capacidad de integrar la GD en la red sin alterar su funcionamiento.
 - Fiabilidad de las TIC para comunicación en tiempo real y coordinación de las protecciones.

- **Sistemas de almacenamiento de energía:**

- ✓ Es necesario valorar el estado del arte de los sistemas de almacenamiento y la gestión de las baterías. Lo haremos en el capítulo destinado a sistemas de almacenamiento.

- **Aplicaciones fundamentales:**

- Funcionamiento en modo isla.
- Aplanamiento de la curva de la demanda.
- Integración de fuentes de generación renovables.

- **Beneficios potenciales:**

- Incremento del desarrollo y la integración de energías renovables en la red.
- Puede retrasarse o incluso no ser necesaria la ampliación de gran parte de las infraestructuras de red actuales.
- Capacidades de aislamiento de diferentes áreas de la red.
- ✓ Áreas a desarrollar:
 - Reducción de costes de baterías y sistemas de almacenamiento a gran escala.
 - Nuevas estrategias de gestión y operación de red.
 - Mejoras en la fiabilidad de la electrónica de potencia, necesaria para gestionar estos sistemas.

➤ **CONTROL DE ESTADO DE RED:** Control, monitorización y parametrización

- **Control de flujos de potencia:**

- ✓ La electrónica de potencia puede jugar un papel de vital importancia.
- ✓ Aplicaciones fundamentales:
 - Optimización de la gestión de red.
 - Control activo de restricciones para plantas /grupos eólicos
- ✓ Beneficios potenciales:
 - Soluciones de bajo coste para exportar energía a zonas remotas.
 - Puede no ser necesaria la ampliación de las redes actuales, al posibilitar “apurarlas” más.
 - Aplanamiento de la curva de la demanda como consecuencia de redirigir los flujos por la red.
- ✓ Áreas a desarrollar:
 - Fiabilidad de las TIC y los equipos de protección.
 - Aspectos regulatorios que den cabida al nuevo panorama.

- **Control automático de tensión:**

- ✓ Deben automatizarse los procesos básicos de control de tensión, perturbaciones y contingencias en la red para poder introducir en ellas las nuevas aplicaciones y elementos característicos de la smart grid.
- ✓ Aplicaciones fundamentales:
 - Regulación de tensión para aumentar la participación de la GD.
- ✓ Beneficios potenciales:
 - Facilita el incremento de capacidad en la integración de la GD en el sistema.
 - Evitar riesgos de aumentos indeseados de tensión. Deben automatizarse los procesos de detección, aislamiento y recuperación del sistema ante contingencias leves o severas.
- ✓ Áreas a desarrollar:
 - Soluciones de bajo coste. Actualmente los equipos que permiten la automatización del control de tensión son muy caros o, simplemente, no existen.
 - Aumento del número de operaciones del cambiador de tomas del transformador. Necesario maximizar la flexibilidad al introducir variabilidad en el sistema.

- **Parametrización dinámica de líneas:**

- ✓ Mediante el conocimiento en tiempo real del estado de las líneas podemos aumentar las posibilidades de actuación sobre diferentes partes del sistema.
- ✓ Aplicaciones fundamentales:
 - Análisis de la capacidad térmica de la red en tiempo real.
- ✓ Beneficios potenciales:
 - Incrementar la capacidad para adaptar la GD.
 - Podemos ahorrarnos la ampliación de infraestructuras de red.
- ✓ Áreas a desarrollar:
 - Fiabilidad de las TIC. Sin un sistema de análisis en tiempo real, nada de esto es posible.
 - Mejora en los estudios de pérdidas en líneas de transporte y distribución, estimación de estado, etc.

➤ **OPERACIÓN DE RED:** Procedimientos y estrategias

- **Gestión y control de recursos energéticos distribuidos (RED):**

- ✓ Una de las maneras de mejorar la eficiencia global del sistema es optimizar el uso que se le da a los recursos. En el modelo de smart grid, primaremos la utilización de recursos energéticos distribuidos.

-
- ✓ Aplicaciones fundamentales:
 - Agregación de GD.
 - ✓ Beneficios potenciales:
 - Integración de la GD para la optimización de la operación y el beneficio económico.
 - Equilibrado de la generación variable.
 - ✓ Áreas a desarrollar:
 - Reducción de costes.
 - Aspectos regulatorios.
- **Microrredes y funcionamiento en modo isla:**
- ✓ Detallaremos este nuevo concepto/modo de funcionamiento de las redes inteligentes en el capítulo 8. Tendrá una gran importancia en la gestión global del sistema.
 - ✓ Aplicaciones fundamentales:
 - Operación de edificios y pequeñas comunidades en modo isla (los agregadores locales van a tener un papel primordial en la gestión de estos sistemas “autónomos”).
 - ✓ Beneficios potenciales:
 - Fuentes de alimentación autónomas. Ante cualquier contingencia, la posibilidad de autogestionar una comunidad energética independiente es un multiplicador para la fiabilidad de red.
 - No será necesaria la ampliación de las infraestructuras actuales de red en determinadas zonas que lo tenían previsto.
 - Menores pérdidas en la red al reducirse la distancia de transporte.
 - ✓ Áreas a desarrollar:
 - Reducción de costes de almacenamiento de la energía (necesario para funcionamiento en modo isla).
 - Capacidad de desconexión y reenganche con la red principal.
 - Esquemas de protección bidireccional. De importancia crítica.
- **Nuevos métodos de gestión de la distribución:**
- ✓ Con la aparición de un nuevo modelo es necesario ampliar y mejorar las capacidades de gestión y operación de las redes de distribución, así como dotar a los operadores del sistema de una mejor maniobrabilidad a través de nuevas interfaces que procesen y faciliten el proceso de toma de decisiones en tiempo real.
 - ✓ Aplicaciones fundamentales:
 - Gestión activa de las redes de distribución con integración de la GD. Como podemos observar, es el principal objetivo de este tema.

- ✓ Beneficios potenciales:
 - Mejora de sistemas SCADA.
 - Optimización de flujos de potencia.
 - Integración con dispositivos electrónicos inteligentes (IEDs) y RTUs. Los veremos ambos en capítulos posteriores.
- ✓ Áreas a desarrollar:
 - Reducción de costes para todos los equipos y dispositivos de las redes de distribución. En la actualidad, simplemente no son competitivos.
 - Fiabilidad de las TIC.
 - Integración con los sistemas en uso actualmente. El modelo de redes inteligentes debe implantarse de forma gradual. Es inconcebible que se pueda hacer de otro modo con las inversiones tan extensivas en capital que serán necesarias para que pueda llevarse a cabo el modelo de smart grid.

Hemos intentado aproximarnos a las tecnologías que deben tomar parte en el proceso de integración de la smart grid. Algunas de ellas, las más interesantes o con mayor grado de participación, serán detalladas con más exhaustividad en capítulos posteriores y algunas otras ya lo han sido.

Lo que es seguro es que, sin la participación de todas las tecnologías descritas en este apartado, no es posible concebir el modelo de smart grid en un futuro a corto o medio plazo.

➤ **DISPOSITIVOS ELECTRÓNICOS INTELIGENTES**

Para finalizar este apartado veremos cuáles son los dispositivos y equipamientos con inteligencia integrada que existen en la actualidad para la automatización de las redes de distribución y transporte. Se conocen como IEDs (Intelligent Electronic Devices).

Las redes de distribución y transporte albergan multitud de dispositivos de corte: interruptores, seccionadores, disyuntores, autoseccionadores, fusibles de expulsión (XS), etc. La diferencia con los IEDs es que estos últimos poseen mecanismos automáticos de análisis y toma de decisiones (centralitas) según parámetros que se fijan de antemano en dichos equipos.

Permiten la protección del equipamiento eléctrico mediante el cierre de interruptores y cortan el suministro de una línea en el caso de superar un valor de corriente nominal (o prefijada) durante un período de tiempo.

Los IEDs están concebidos de forma modular, cada uno de los módulos dedicado a tareas diferentes, específicas y accesibles tanto desde dentro como desde fuera del equipo en todo momento.

En última instancia, comprenden módulos de entrada/salida (I/O) y una puerta de enlace (Gateway) conectada con una CPU externa. Este conjunto es capaz de llevar a cabo funciones de protección predeterminadas.

Las funciones básicas que pueden desempeñar estos equipos son:

- **Monitorización y registro de los niveles de forma de onda:**
 - ✓ El dispositivo conocido como Fluxbuster permite detectar defectos o asimetrías en la forma de onda.
- **Algoritmos de protección frente a sobreintensidades:**
 - ✓ Pueden ser de protección instantánea y/o temporizada.
 - ✓ En la actualidad son aptos para llevar a cabo la protección de líneas y máquinas eléctricas.
 - ✓ Registran las últimas faltas y las memorizan hasta que se realiza su lectura para el posterior análisis.
- **Interruptores de protección de faltas:**
 - ✓ Verifican que la falta es interrumpida.
 - ✓ Si ésta continúa después de un período de tiempo prefijado se produce la apertura de un interruptor aguas arriba para aislar del sistema y posterior reparación.
- **Protocolos de comunicación:**
 - ✓ La comunicación con la subestación, en el interior de subestación, o entre subestaciones se realiza a través del estándar de comunicación IEC 61850.

Dentro de la familia de los IEDs, los elementos más conocidos y extendidos son los relés digitales. Analizamos brevemente sus aplicaciones y funciones principales:

- **Protección:**
 - ✓ Instantánea y/o temporizada (retrasada un tiempo predeterminado, suele oscilar entre décimas de segundo y algunos pocos segundos) frente a sobreintensidades.
 - ✓ Funciones de conmutación y cierre.
 - ✓ Protección frente a altas/bajas frecuencias/tensiones.
- **Monitorización: interfaces digitales, aunque reducidas.**



- **Comunicación y control.**

- **Medida:**
 - ✓ Monitorización de caídas de tensión, formas de onda e interrupciones del servicio.
 - ✓ Algoritmos de localización de falta.

Como veremos en el capítulo de sincrofasores, estos equipos pueden ser evolucionados mediante mejoras del software integrado que les permitan desempeñar funciones más avanzadas y específicas de la smart grid. Nos encontramos ante una oportunidad de aprovechar la tecnología existente con un gran beneficio potencial.

5. BENEFICIOS POTENCIALES

La Gestión Activa de la Demanda (GAD) puede aportar los siguientes beneficios:

- **Reducir las emisiones de CO₂ y gases contaminantes a la atmósfera:**
 - ✓ Un consumo energético medioambientalmente sostenible pasa por la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero.
 - ✓ La sensibilización social sobre la ecología y el rechazo a las agresiones medioambientales constituyen otro factor que condiciona, de forma decisiva, el desarrollo del escenario energético en general y, el de las infraestructuras de líneas y redes, en particular.
 - ✓ En este sentido, debe garantizarse el respeto por el medio ambiente en todos los procesos como principio básico de actuación, siguiendo la máxima del desarrollo sostenible en línea con los acuerdos de la cumbre de Río de Janeiro (1992) y el protocolo de Kioto (2004).
 - ✓ La Gestión Activa de la Demanda, con una participación masiva de los consumidores del sistema, puede evitar la necesidad de nuevas centrales de generación.
- **Facilitar la integración de la generación distribuida:**
 - ✓ En este contexto, las líneas y redes deberán integrar multitud de explotaciones energéticas renovables, geográficamente dispersas y asociadas a otros sistemas de generación y consumo (Generación Distribuida).
 - ✓ Mediante algoritmos de optimización geográfica es posible obtener los emplazamientos más convenientes para reducir pérdidas de transporte y maximizar el beneficio económico. El campo de los algoritmos genéticos puede facilitar notablemente esta labor.
- **Diversificar las fuentes de generación, reduciendo así la dependencia energética respecto de otros países:**
 - ✓ España es un país que carece de fuentes primarias de energía, lo cual produce una dependencia de otros países para el suministro de combustibles fósiles que aumenta de manera directamente proporcional al crecimiento del consumo eléctrico.
 - ✓ La creciente necesidad de reducir la dependencia energética del exterior conduce a la obligación de utilizar de manera óptima las fuentes y recursos energéticos autóctonos.

- **Maximizar la eficiencia energética en los puntos de consumo:**
 - ✓ La Gestión Activa de la Demanda implica una captura y tratamiento en tiempo real de la información de todos los datos de consumo eléctrico.
 - ✓ De este modo se podrá presentar al consumidor información detallada y en tiempo real de sus consumos, facilitando así la actuación sobre ellos sin que esto suponga alteración alguna en las comodidades de los consumidores (actuando, como vimos anteriormente, sobre los equipos gestionables).
 - ✓ Además se obtienen beneficios sustanciales a la hora de detectar posibles pérdidas en la red y mostrando aquellos puntos de la instalación que necesitan mantenimiento de algún tipo.
- **Mejorar la calidad de suministro de energía eléctrica:**
 - ✓ La Gestión Activa de la Demanda posibilita una mejor gestión de los recursos, favoreciendo el consumo cuando éste resulta más recomendable, bien por condicionantes de la infraestructura (criterios de red) o bien por origen de la energía generada (criterios de precio).
 - ✓ De este modo se reduce el efecto de las puntas en la curva de demanda o se desplaza a momentos de mayor disponibilidad de energías renovables, posibilitando la reducción de interrupciones en el suministro de energía y con ello la mejora de su calidad en términos de reducción del número de interrupciones y su duración.
- **Optimizar el uso de las infraestructuras eléctricas:**
 - ✓ Al reducir las puntas de demanda eléctrica, las infraestructuras eléctricas (que se han de dimensionar para el caso más desfavorable) pueden diseñarse para unas potencias de punta inferiores.
 - ✓ De este modo las infraestructuras existentes, que en algunos puntos de la red necesitaban ser ampliadas, pueden resultar suficientes evitando así el impacto medioambiental y social de las nuevas infraestructuras de red: despliegue de nuevas líneas, construcción de nuevas subestaciones y centros de transformación, etc.
- **Incremento de la información de consumos mediante equipos de medición inteligentes:**
 - ✓ Es necesario el establecimiento de nuevos protocolos o utilización de estándares existentes y definirlos para la lectura y gestión de los consumos energéticos en las instalaciones de los usuarios, así como nuevas capacidades para disponer de información en tiempo real de consumos al cliente.

-
- ✓ Esto posibilitará la reducción del mantenimiento in situ de los equipos a partir de una monitorización continuada de los consumos eléctricos y otros parámetros de control.
 - **Optimización de las inversiones en nuevas instalaciones consumidoras de energía eléctrica en el sector de la vivienda:**
 - ✓ Si se estima que es posible obtener una reducción sustancial del consumo de edificios con respecto a los estándares actuales, el proyecto GAD catalizará, mediante una estandarización de equipos, sistemas y comunicaciones, las decisiones en el sector de la construcción para que dote a edificios del equipamiento y mecanismos de decisión suficientes para conseguir dicho objetivo en el medio plazo.

Está claro que nos enfrentamos a una tecnología con un potencial enorme, pero que presenta inconvenientes difíciles de solventar con las tecnologías de información (TIC) existentes en la actualidad. Es precisamente en este campo donde se debe profundizar, invirtiendo en I+D y desarrollando las herramientas necesarias para que puedan llevarse a cabo las medidas expuestas a lo largo de este capítulo.

CAPÍTULO 5

SISTEMAS DE MEDICIÓN INTELIGENTE

1. Medición inteligente
2. Aplicaciones
3. Beneficios de los sistemas de medición inteligente y partes implicadas
4. El futuro de la medición inteligente: telegestión digital del consumo doméstico

1. MEDICIÓN INTELIGENTE

En el proceso de incorporación de los consumidores a los procesos de energía como estrategia para maximizar la eficiencia energética, los sistemas de medición avanzada constituyen la piedra angular, ya que permiten a los clientes la administración óptima del consumo eléctrico en sus hogares y negocios, con el consiguiente ahorro energético y económico.

➤ Definición de medición inteligente (smart metering):

El contador inteligente es el elemento que engrana al consumidor con las empresas distribuidora y comercializadora en un modelo de comunicación bidireccional. A día de hoy, las tecnologías y elementos existentes se limitan a realizar mejoras sobre las mediciones de energía consumida (en un muy elevado porcentaje ni siquiera a tiempo real). El desafío es llevar los sistemas de medición inteligente al interior de las instalaciones de los consumidores, traducir las capacidades de medición de los equipos inteligentes mediante interfaces, desarrollando aplicaciones que permitan al consumidor administrar, reducir y, en definitiva, interactuar con el sistema como un todo para administrar y optimizar su consumo eléctrico.

En buena medida, lo que hace inteligente a una red eléctrica es su capacidad para conocer los patrones de consumo de energía de los equipos eléctricos de los consumidores, haciendo posible un uso eficiente de ésta mediante el control de la cantidad y tiempo en que se consume. La tendencia hacia la incorporación de otras funciones (seguridad, mantenimiento, etc.) contribuirá a justificar el coste de dotar de inteligencia artificial a los equipos de medición.

Estos equipos son medidores avanzados con capacidad para registrar niveles de consumo de forma mucho más detallada que un lector convencional. Generalmente se comunica con un servidor remoto que recibe y procesa la información para llevar a cabo funciones de monitorización y, sobre todo, facturación online.

➤ Novedades que introduce la medición inteligente:

En la actualidad, los clientes que disponen de dichos equipos se denominan clientes Telemedidos y suelen tener un tratamiento especial por parte de las compañías eléctricas, ya que adquieren la posibilidad de realizar mediciones periódicas de sus curvas de carga (en la actualidad, existen clientes a los que se les realizan medidas cada 15 minutos), al contrario del consumidor convencional al que se le mide una vez por ciclo de facturación (1 mes ó 2 meses en función de la tarifa de acceso contratada).

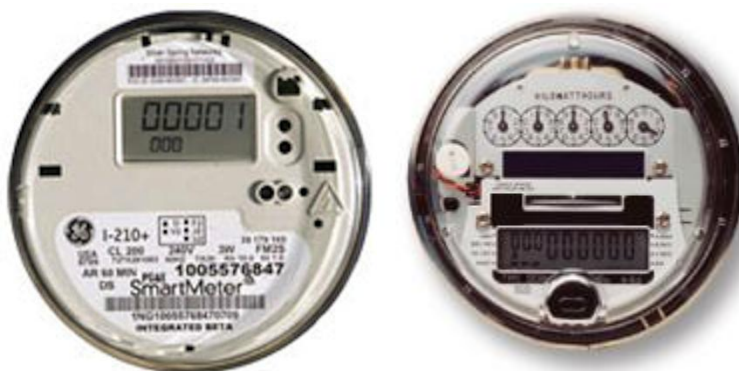


Figura 1: Ejemplos de contador inteligente o smart meter

Los contadores inteligentes suelen implicar un mix de tecnologías muy diverso, ya que es necesario disponer de sensores de tiempo real (o casi real), equipos de detección de cortes de electricidad, monitorización de parámetros de calidad de la energía, etc.

Estas características, combinadas con una correcta infraestructura de medición (sobre todo en materia de comunicaciones) abren un nuevo abanico de posibilidades de interacción con los consumidores, implicando a estos en la regulación de las curvas de carga diarias.

Mientras que los contadores tradicionales únicamente aportan lecturas sobre el consumo total de energía (no permite conocer, por ejemplo, cuándo se consume esa energía), los contadores inteligentes proporcionan esa información en tiempo real, permitiendo a las comercializadoras y organismos reguladores la fijación de estructuras horarias de precios, estacionales y en función del consumo global del sistema, así como correcciones ante cualquier contingencia o amenaza existentes en el mismo.



Figura 2: Ejemplo de contador tradicional

En España, las estructuras de precios actuales establecen el recargo por punta a unas determinadas horas según día y mes establecidas de antemano en el BOE. En

particular, el período punta varía según sea horario de verano (de 11:30 a 15:30 h) o de invierno (de 18:00 a 22:00 h) para las estructuras de precio único o de 3 períodos (lo que se conoce como BT). Sin embargo, para los suministros medidos en 6 períodos (AT) la estructura de cada período depende de cada mes, variando incluso sensiblemente de unos a otros.

➤ **Objetivos que se persiguen:**

Con la introducción de los equipos de medición inteligente se busca proporcionar al consumidor información en tiempo real (o casi real) sobre la curva de demanda agregada y consumos puntuales, para adaptar sus hábitos de consumo, necesidades en cada momento y patrones de funcionamiento en función del precio del mercado. Cuanto mayor sea la sensibilidad y más rápida la toma de decisiones, mayor será la optimización del consumo de energía en cada momento, redundando en un ahorro tanto a nivel de generación energética, como un beneficio económico directo derivado de dicho ahorro para el cliente.

Es de esperar que mediante sistemas de “señales de precios” se pueda retrasar la construcción de nuevas fuentes de generación, ahorrar en generación de energía a través de fuentes de alto coste y retrasar la inversión en nuevas infraestructuras mediante el aplanamiento de la curva de demanda.

Sin embargo, el problema fundamental al que se enfrentan los sistemas de medición inteligente es el de la comunicación en tiempo real. Lecturas cuarto-horarias ya se están llevando a cabo en la actualidad para un pequeño porcentaje del número de clientes a nivel nacional. Sin embargo, el modelo debe ser más ambicioso, cada contador debe ser capaz de comunicar de forma fiable, segura y en tiempo real la información recogida y transmitirla a un servidor local. Éste, a su vez, debe conectarse con centros de operación regionales o, como vimos en el capítulo 3, agregadores locales, zonales y regionales.

Entre las soluciones propuestas se encuentran la red inalámbrica, redes malladas o combinación de ambas, internet, Wifi, WLAN, etc. Por desgracia, ninguna de estas soluciones, ni siquiera la aplicación conjunta de ellas, parece proporcionar una cobertura óptima a todas las aplicaciones necesarias para el correcto funcionamiento del modelo.

Incluso, al tratarse de un derecho fundamental del ciudadano el suministro de energía y existir la necesidad de abastecerle en cualquier punto de la geografía, hay que diferenciar claramente entre redes rurales y redes urbanas (más específicamente denominadas malladas). Siendo el servicio demandado el mismo, la forma de gestionarlos es absolutamente diferente, con lo que a pesar de que en la actualidad esto ya se contempla (y se resuelve satisfactoriamente), con la introducción de los sistemas de medición inteligente el problema se puede acentuar en núcleos de población con un peso relevante que mantengan una topología de red rural.

2. APLICACIONES

La medición inteligente consiste, en general, en la instalación de un contador inteligente en el punto de suministro del cliente, lectura regular del mismo, procesamiento y retroalimentación de datos de consumos para el cliente.

Un medidor inteligente debe estar capacitado para:

- Medir y registrar en tiempo real (o casi real) del consumo de la energía.
- Posibilitar la medición de energía generada localmente.
- Registrar y monitorizar lecturas a nivel local y/o remoto.
- Limitar el flujo de energía (entrante y saliente) del punto de suministro en caso de amenaza extrema, adquiriendo incluso capacidad de corte.
- Interconexión con sistemas de generación distribuida.
- Operación en modo isla (lo veremos con más detalle en el capítulo de microrredes).
- Se está estudiando la posibilidad de integrarlo con otros tipos de medidores, como pueda ser agua, gas, etc.

Esta última aptitud de los contadores inteligentes puede ser la llave de paso a su implantación en masa. Hasta el momento únicamente habíamos contemplado la posibilidad de hacer lecturas sobre electricidad y, como mucho gas. Pero efectivamente puede ser interesante integrar los sistemas de medición energéticos con otras “commodities”, mejorando las capacidades de los equipos y haciendo, en definitiva, más rentable el proceso de cambio de los mismos. Cuantas más aplicaciones estén disponibles, más atractiva será la posibilidad de cambio y, sobre todo, menor será el coste asociado para el cliente, ya que mediante un único equipo se podrían telecontrolar más eficientemente las principales necesidades diarias del ser humano.

También es interesante detenernos en la posibilidad de utilizar los medidores inteligentes como limitadores de consumo eléctrico. Asumirían las funciones de los actuales ICP (Interruptor de Control de Potencia) de los clientes de BT y podrían, a su vez, funcionar como máxímetros para los suministros medidos en AT.

A raíz de esta aplicación podríamos encontrarnos ante un nuevo paradigma, en el cual al cliente doméstico, en el caso de BT, no se le cortaría el suministro si supera el valor de una potencia determinada (la potencia contratada con la empresa suministradora de energía, comercializadora o distribuidora) como sucede en la actualidad, sino que automáticamente se conecten y desconecten cargas locales para optimizar el uso de energía y mantener el consumo por debajo del valor límite contratado.

Para los suministros medidos en AT no existe un dispositivo de corte automático del suministro. Esa figura se sustituye por uno o varios máxímetros que

registran los picos de potencia del cliente y le penalizan o bonifican en caso de superar o no llegar al máximo contratado. En caso de que el cliente esté consumiendo por debajo de la potencia contratada las comercializadoras, en la actualidad, están facturando el 85% del consumo, indistintamente el cliente esté consumiendo un porcentaje igual o inferior a ese 85% de la potencia contratada.

Con la introducción de equipos de medida inteligente se favorece la adecuación de los patrones de consumo de los clientes en tiempo real, de forma que sean más eficientes para el conjunto del sistema eléctrico y puedan ser modificados en función de las necesidades del mismo en cada momento.

Otro de los requisitos fundamentales que se debe atribuir a los sistemas de medición inteligente es el de la comunicación. Todo equipo de medición inteligente debe poder comunicarse con un servidor remoto a través de un módem.

Entre las infraestructuras de comunicación susceptibles de aplicación se encuentran PLC (Power Line Carrier – la propia línea eléctrica como medio de comunicación), módem inalámbrico (tecnologías GSM o GPRS), conexiones existentes permanentes de Internet (ADSL), Wifi, WLAN, etc.

Obviamente el coste no es el mismo para todas las opciones, ni tampoco las cualidades de cada una de ellas.

Es fundamental hacer hincapié en el desarrollo de interfaces de comunicación sencillas y entendibles para los consumidores. Deben proporcionar la información suficiente, fácilmente inteligible y en tiempo real o casi real, para llevar a cabo un proceso de toma de decisiones en función de las necesidades del mercado, señales de precios, o requisitos del sistema.

Uno de los factores que pesa más a la hora de lograr la integración del cliente en el proceso es el de la comprensión por parte del consumidor de la información que le transmiten los dispositivos. El cliente es reacio por naturaleza a inmiscuirse en sistemas complejos de toma de decisiones que no afectan directamente al núcleo de su propio negocio, que probablemente no aporten valor añadido a sus funciones de desempeño principales y que incluso puedan ocasionar trastornos en sus procesos de producción.

Los aspectos que deben poder visualizarse de forma clara y concisa son los históricos de datos de consumos de energía, tanto a nivel local como agregado, precio de la energía en tiempo real, coste de producción del mix energético, ahorro potencial que se puede obtener, etc.

Tecnológicamente no existen obstáculos a la introducción de forma masiva de contadores inteligentes. De hecho se está llevando a cabo en varios países con unos niveles de aprovechamiento de la energía aceptables. La producción en masa de



contadores inteligentes ya es una realidad y fruto del mismo es el número de estos equipos que ya están funcionando a nivel mundial. Otra cosa es cómo realizar la gestión de los datos en tiempo real de millones de equipos de medición simultáneos. Para esto, hoy por hoy, no existe una solución real.

3. BENEFICIOS DE LOS SISTEMAS DE MEDICIÓN INTELIGENTES Y PARTES IMPLICADAS

Como ya hemos comentado, la tecnología de medición inteligente es una de las que más peso adquiere en el modelo de la smart grid.

➤ Visión

A largo plazo, las ventajas de los medidores inteligentes pueden influir positivamente en las políticas energéticas de los organismos gubernamentales, colaborando en el cumplimiento de algunos de los grandes objetivos medioambientales y de sostenibilidad fijados a nivel mundial.

A corto plazo son las empresas eléctricas las que deben afrontar el coste de reemplazamiento de contadores electromecánicos por contadores inteligentes, obteniendo la posibilidad de revisión de consumos de energía en tiempo real y posibilitando el ajuste del consumo.

También deben ser las empresas eléctricas las que asuman el coste del desarrollo y la adaptación de las nuevas infraestructuras de comunicación necesarias para la lectura remota de los contadores inteligentes. Estos costes derivados de las mayores exigencias de los sistemas no deben recaer sobre los consumidores.

Esto debe ser así debido a que la integración de smart meters no supone, hoy por hoy, un ahorro significativo en la factura eléctrica del usuario. Únicamente si la información sobre el consumo energético estuviera disponible para los usuarios mediante sistemas de visualización inalámbricos y entendibles supondría un beneficio real para estos, en tanto que se podría realizar una toma de decisiones con información completa.

Cuantitativamente se han estudiado los beneficios potenciales que podrían obtenerse mediante la integración en masa de smart meters en los puntos de suministro del cliente. A día de hoy, el ahorro medio estimado para un hogar que integre un medidor inteligente difícilmente sobrepasará el valor de 5 €/año. Apenas 50 céntimos de euro al mes.

Sin embargo, el ahorro que supondría para todo el conjunto de la industria energética es aproximadamente 8 veces superior. Es por ello que existen reticencias a las pretensiones de los gobiernos para que los usuarios asuman el gasto en solitario de la implantación de contadores inteligentes en todos los hogares.

El mayor beneficiario serán las compañías eléctricas, ya que en el momento en que toda la energía sea supervisada por contadores inteligentes, las compañías recibirán una visión mucho más real y precisa del consumo de energía en su región. Esto significa que puede examinar de forma mucho más minuciosa los consumos de

energía de todos los puntos de suministro y, por tanto, detectar y acabar con las actividades fraudulentas.

No obstante, el mercado puede alcanzar la madurez suficiente en pocos años para lograr rentabilizar la implantación en masa de smart meters. Con ello se abriría un nuevo abanico de posibilidades.

➤ **Beneficios que pueden aportar los sistemas de medición inteligente**

- Coste de medición más bajo: es cierto que el coste de la inversión inicial para una implantación en masa es elevado, pero cada período de lectura se irá amortizando la inversión al no ser necesario personal humano para realizar lecturas físicas de contador en cada punto de suministro.
- Ahorro de energía para clientes residenciales una vez se incorporen y participen del mercado eléctrico, colaborando con el sistema para reducir el consumo energético a través del modelo de respuesta a la demanda.
- Mayor fiabilidad al introducir nuevas capacidades anteriormente descritas, tales como limitador y/o regulador del consumo.
- Sistemas variables de precios: la posibilidad de desarrollar novedosas estructuras de precios y contratos variables con el tiempo permiten optimizar los patrones de consumo de los clientes.
- Detección de actuaciones fraudulentas: La posibilidad de manipulación del contador es prácticamente inexistente, siempre y cuando exista una red de intercambio de datos segura y fiable.
- Beneficios adicionales como consecuencia de la integración de la GD: los sistemas de medición inteligentes se pueden utilizar para medir por separado la energía suministrada a través de GD y para controlarla a través de infraestructuras de lectura e intercambio de datos con servidores remotos.
- Optimización de previsiones de generación y oferta de energía: una vez los clientes domésticos y PYMES sean capaces de adaptar sus patrones de consumo de energía para evitar consumos excesivos de energía durante el período punta (donde el precio de la energía aumenta y la disponibilidad disminuye) se puede tender al aplanado de la curva de demanda, con el consiguiente ahorro en nuevas infraestructuras de generación y transporte, optimización de la operativa del mercado y del sistema y siendo, al fin y al cabo, más eficientes en el uso de la energía.

Al existir la posibilidad de que el operador del sistema tenga a su disposición todos los datos de flujos de energía en el sistema en tiempo real, éste debe ser capaz de optimizar las labores de planificación, mantenimiento de la red y limitación del uso de electricidad para evitar contingencias.



Los procesos de facturación también se verán beneficiados, de modo que desaparecerían las polémicas lecturas estimadas y períodos de regularización de consumo que tantos trastornos generan en ocasiones a las economías domésticas.

Finalmente, existen más agentes que pueden verse beneficiados de la integración de smart meters en el sistema eléctrico. Proporcionar servicios de valor añadido, agregar nuevas funcionalidades a los mismos e integrar gas, electricidad y agua bajo un mismo modelo de gestión compartida aprovechando las sinergias existentes, deben ser las actuaciones prioritarias que canalicen la integración de la tecnología de medición inteligente en la smart grid.

4. EL FUTURO DE LA MEDICIÓN INTELIGENTE: TELEGESTIÓN DIGITAL DE CONSUMO DOMÉSTICO

En el apartado anterior comentábamos la posibilidad de que el mercado madurase progresivamente hasta hacer realmente rentable la integración de smart meters a través de explotación de las sinergias existentes, incluyendo nuevos servicios de valor añadido, a las aplicaciones ya existentes.

El futuro de los sistemas de medición inteligente pasa por lograr telegestionar el consumo de los clientes de BT y residenciales. En España, por ejemplo, hay más de 20 millones de suministros de este tipo. El reto es, como puede apreciarse, de una magnitud considerable.

Para ello es indispensable integrar a todos los agentes participantes en el mercado eléctrico:

- Empresas eléctricas: buscarán disminuir los costes de lectura de contadores, así como reducir la afluencia de llamadas al call center (centros de recepción de llamadas y reclamaciones de clientes).
- Operadores de red: desarrollo de infraestructuras necesarias para cubrir la demanda futura, así como optimizar la planificación.
- Proveedores de energía existentes o que deseen introducirse en el mercado: aportan servicios de valor añadido para el cliente.
- Gobiernos: alcanzar objetivos de eficiencia establecidos, ahorro energético que permita cumplir con protocolos medioambientales y mejorar los procesos de libre mercado.
- Usuarios finales: reducción de costes económicos para las economías domésticas y mayor aprovechamiento de la energía. La concienciación de la sociedad jugará un papel fundamental en este aspecto.

➤ Control de cargas

Implementar un sistema inteligente de toma de decisiones para desconectar o conectar cargas en horas valle. Puede hacerse de dos formas:

- Equipos capaces de recibir información (cableada o wireless) y de conectar o desconectar las cargas del sistema con los dispositivos e interruptores necesarios.
- Alguien que se encargue de tomar esas decisiones. En primera instancia el operador del sistema se podría erigir como el candidato idóneo. Sin embargo, según el mercado avance hacia la madurez las propias empresas comercializadoras podrían formalizar contratos con los clientes que primen comportamientos de este tipo.

Desde el punto de vista de la red de distribución puede ser un buen avance de cara a la automatización de la red, ya que en la actualidad la única forma de resolver una contingencia en una línea es desconectar a todos los clientes de la misma. Al dotar a las cargas de dispositivos capaces de conectarlas o desconectarlas del sistema se puede dar un nuevo paso hacia la automatización total, ya que a la hora de resolver (o incluso aislar) las faltas en la red, el tener la capacidad de desconectar cargas del sistema puede ser un gran avance, brindando la posibilidad de mantener conectados unos servicios mínimos “esenciales”.

Incluso puede ampliarse el concepto hacia el modelo de microrredes, aislando tramos de la red autosuficientes para que funcionen con “vida propia”. Lo veremos en detalle más adelante.

En cuanto al problema de definir un agente con capacidad de decisión sobre cuándo conectar o desconectar cargas hay que diferenciar entre situaciones de emergencia y operaciones diarias:

- Para situaciones de emergencia en la red la solución pasa por la empresa, que es la que debe dar cobertura. Posee la tecnología suficiente para detectar y aislar la falta, reparándola posteriormente. Es la empresa eléctrica la que tiene la potestad de desconectar a los clientes necesarios del sistema para reparar la avería.
- En el segundo caso, el de operaciones diarias, que es la nueva funcionalidad que se persigue con los contadores inteligentes, puede ser más eficiente dejarlo en manos de los clientes, que serán libres de responder a las variaciones de precio según sus preferencias. Para ello deberán ser asistidos por equipos electrónicos capaces de tomar decisiones por sí mismos en función de las instrucciones indicadas por dichos clientes.
- Con la nueva tecnología electrónica en los contadores domésticos, los consumidores podrían beneficiarse del efecto de trasladar sus consumos eléctricos gestionables hacia períodos llano o valle, generándose el consiguiente ahorro económico.
- En la actualidad se están estudiando iniciativas para combinar el contador electrónico con otros servicios, tales como seguridad en el hogar o alertas médicas, integrando dichos sistemas de comunicación en el aparato electrónico.

➤ **Resultados obtenidos**

En la actualidad se han realizado estudios de introducción de smart meters, dando como resultado que la estrategia óptima no es implantar un contador en tiempo real a todos los usuarios del sistema, sino introducirlos selectivamente a

aquellos clientes con mayores consumos y flexibilidad (clientes industriales y de servicios, no residenciales).

La introducción de contadores inteligentes también parece un paso lógico en un mundo donde todas las comunicaciones están sufriendo procesos de digitalización y estandarizado y donde el coste de la "inteligencia artificial" continúa disminuyendo de forma rápida y continuada.

Por otra parte, una infraestructura de medición avanzada ofrece algo más que la lectura y el control de contadores inteligentes. Puede ser visto como una puerta de enlace a la casa de los clientes, ofreciendo servicios adicionales de valor añadido relacionados con la energía. Es un mercado que abriría nuevas vías de explotación.

Puede ser utilizado tanto para gestionar la demanda, estimulando al cliente a cambiar sus patrones de comportamiento energético a través del control directo de los aparatos domésticos gestionables, tales como lavadoras o el aire acondicionado.

Brinda también la posibilidad de integrar fuentes de generación locales (micro-CHP) al posibilitar la gestión de manera unificada de los consumos de agua corriente, electricidad y gas.

➤ **Inconvenientes**

Obviamente no todo son ventajas. Es conveniente resaltar también algunas de las cuestiones fundamentales que dificultan la introducción masiva de sistemas medición inteligente en la red.

- La participación de varios agentes de mercado implica que aparezcan reticencias a la hora de asegurar los beneficios, ya que mientras una parte corre con los gastos (se estima que las compañías eléctricas deberían asumir la mayor parte) es complicado asegurar márgenes interesantes para todos.
- En segundo lugar y relacionado con lo anterior, existen aún muchas incertidumbres sobre la cuantificación de dichos beneficios. El mercado no está lo suficientemente maduro a día de hoy como para obtener una rentabilidad siquiera interesante a corto plazo. La situación económica que vivimos en la actualidad es ciertamente un contratiempo importante, debido al alto coste de inversión inicial requerido, a la hora de llevar a cabo una implantación en masa de millones de equipos de medición inteligente.
- Otro obstáculo a la implantación de estos sistemas es la inexistencia de estándares que permitan la interconexión entre equipos de medida, repetidores, concentradores y sistemas de gestión de distintos fabricantes. Una gestión conjunta de todos estos equipos de diferentes proveedores se antoja imposible sin protocolos de comunicación claramente definidos.

Por tanto, las inversiones que se lleven a cabo en la actualidad conllevarán unos riesgos intrínsecos que, en un mercado liberalizado, tienen a ponderarse con sumo cuidado. Aún con mayor razón frente la situación económica global que atravesamos.

El problema reside en que, en un mercado regulado como es el de la actividad de distribución, no existen incentivos suficientes para afrontar riesgos tan importantes, ya que la retribución viene fijada de antemano independiente de la calidad de suministro que se proporciona al cliente.

En nuestro país el mercado de la comercialización de la energía está liberalizado, pero la distribución no y, como no puede entenderse una cosa sin la otra, existen conflictos de intereses entre empresas que, al fin y al cabo en nuestro país, tienen la misma matriz (Iberdrola, Endesa, Gas Natural Fenosa suman el 95% de la cuota de mercado). Sin una base normativa firme y clara no es posible llevar a cabo una implantación en masa.

Como además existe un déficit tarifario de tal magnitud en nuestro país, las empresas eléctricas no están dispuestas a abordar inversiones extensivas en capital que, posteriormente, no se sabe si podrán recuperar.

Ésta es la situación actual del mercado energético español, así que parece ser que el empujón definitivo deberá darse desde el lado de los órganos gubernamentales y con políticas energéticas que favorezcan la integración de los sistemas de medición inteligente en el sistema.

Sin medición de consumos en tiempo real, el proyecto de redes inteligentes, simplemente NO puede llevarse a cabo.

CAPÍTULO 6

SINCROFASORES

1. Descripción técnica
2. Aplicaciones
3. Beneficios reales y potenciales de la tecnología de sincrofasores

1. DESCRIPCIÓN TÉCNICA

A lo largo de este capítulo vamos a tratar de ofrecer una visión global del funcionamiento de una nueva tecnología aplicable a las redes inteligentes: los sincrofasores. Describiremos las principales aplicaciones que tiene en el campo de la electricidad y razonaremos los beneficios reales y potenciales que puede aportar esta tecnología al conjunto de la smart grid.

Un fasor es una cantidad con magnitud y fase (con respecto a una referencia) que se utiliza para representar una señal sinusoidal. El ángulo de fase o fase es la distancia entre el pico de la señal sinusoidal y una referencia, expresado mediante una medida angular. La referencia suele ser un punto fijo, por ejemplo una unidad de tiempo = 0. La magnitud del fasor se relaciona con la amplitud de la señal sinusoidal como indica la siguiente figura:

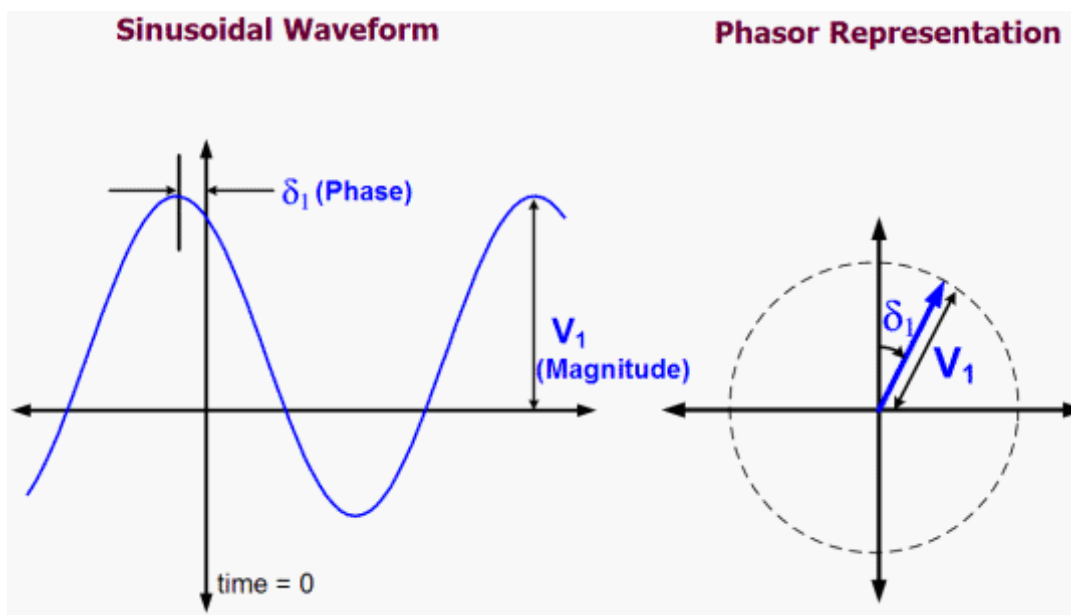


Fig. 1: Representación gráfica de un fasor

La tecnología de fasores posee la capacidad única de mostrar formas de onda sincronizadas (vía GPS) de tensión e intensidad de puntos geográficamente dispersos. Este proceso de muestreo de diferentes formas de onda sincronizadas proporciona una referencia común para el cálculo de fasores en todas las ubicaciones.

La diferencia de ángulos de fase entre dos conjuntos de mediciones de fasores (que es sobre lo que se basará la tecnología de sincrofasores para detectar amenazas y prevenir contingencias severas) es independiente de la referencia. Generalmente, una de las mediciones es elegida como “referencia” y la diferencia entre el resto de mediciones de ángulo de fase con respecto a la referencia se toma como ángulo de fase relativo.

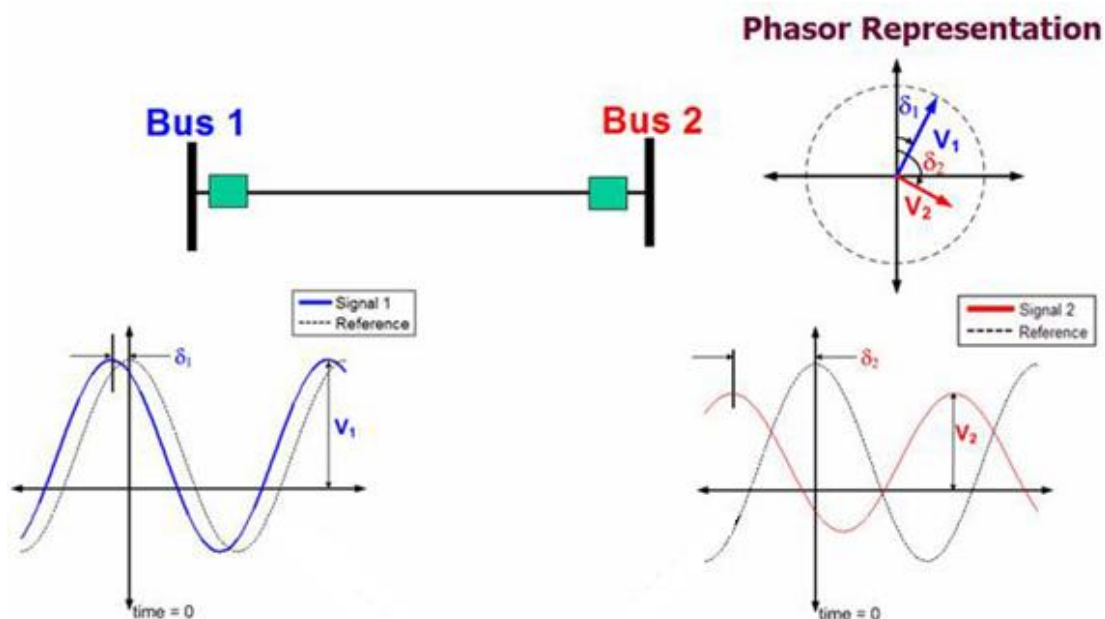


Fig. 2: Representación de fasores con respecto a referencia

Por tanto, son capaces de desempeñar funciones de vigilancia en tiempo real de todo el sistema eléctrico, siempre que exista una unidad de medida en cada extremo de la línea. Posteriormente comentaremos las diferencias con los sistemas actuales aplicados durante los últimos años: SCADA (Supervisory Control and Data Acquisition Systems) y EMS (Energy Management Systems).

La tecnología de sincrofasores es capaz de dar respuesta a los principales problemas que han surgido a raíz de los grandes apagones a partir de agosto de 1996 en la interconexión del Occidente de EEUU, agosto de 2003 en la interconexión del Este de EEUU y en 2003 y 2004 en Europa, los cuales llevaron a replantearse la capacidad real de los sistemas utilizados hasta el momento. Las investigaciones posteriores pusieron en jaque a los sistemas de gestión, llegando a una combinación de las siguientes conclusiones:

- Falta de visibilidad de área amplia: en EEUU, por ejemplo, existen grandes líneas de transporte de energía que recorren distancias kilométricas para comunicarse entre diferentes Estados. No era posible evaluar de manera fehaciente los parámetros básicos de la línea, ya que estos variaban con la distancia.
- Deficiencias en la sincronización de datos en tiempo real: los sistemas SCADA no eran capaces de dar respuesta ante contingencias severas en las líneas de transporte, existiendo grandes variaciones en períodos de tiempo muy cortos incapaces de apreciarse con la suficiente antelación.
- Imposibilidad de controlar el comportamiento dinámico del sistema en tiempo real: tampoco es posible ofrecer una respuesta rápida ante los problemas de estabilidad.

La importancia de tomar como magnitud de contraste los ángulos de fase reside en que, al igual que los circuitos de CC la energía los recorre de mayor a menor tensión, en un sistema de CA los flujos de potencia recorren las líneas en la dirección de un ángulo de fase de tensión más elevado a un ángulo de fase menor. Cuanto mayor es la diferencia de ángulo de fase mayor es el flujo de energía entre los puntos, lo que implica un mayor estrés en la línea que provoca inestabilidades en el sistema.

A continuación podemos observar una muestra de todo lo que hemos comentado hasta este punto. Se trata de la diferencia del ángulo de fase entre 2 ubicaciones de EEUU (Cleveland y Michigan) antes y durante el apagón del 14 de Agosto de 2003 en la interconexión del Este del país:

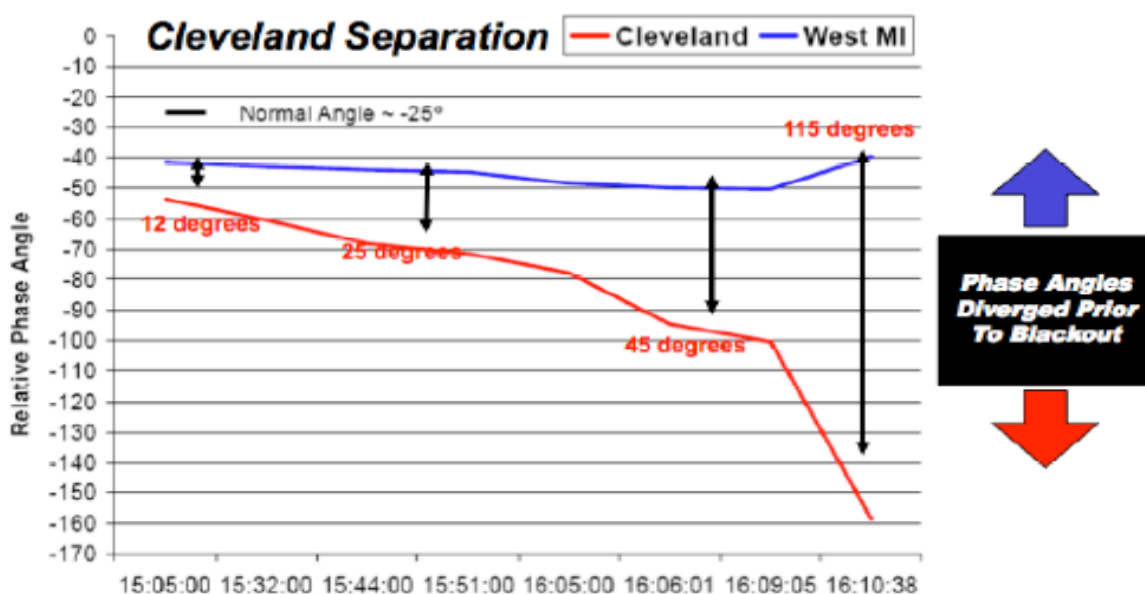


Fig. 3: Diferencia de fases entre puntos del sistema en EEUU minutos antes de un apagón

En la actualidad, las herramientas existentes estiman dicha diferencia de fase a través de medidas indirectas y no sincronizadas realizadas en diversos puntos de la red.

El conocimiento en tiempo real (no simplemente estimado) del campo de fasores mejoraría la capacidad de respuesta de los operadores y permitiría el desarrollo de sistemas de previsión de inestabilidades y respuesta automática más rápidos y eficaces. La distribución de fasores de tensión e intensidad es una información importante para conocer el margen de operación estable.

La medición de fasores se realiza mediante PMUs (Phasor Monitoring Units), que realizan la sincronización de fase tomando como referencia sistemas de posicionamiento GPS.

Se pueden distinguir 4 elementos básicos para la monitorización de sincrofasores de varios puntos de la red en tiempo real.

➤ **Unidad de monitorización de fasores** Phasor Monitoring Unit – **PMU**)

- Es el elemento de medida propiamente dicho.
- Lleva a cabo la sincronización vía GPS (dentro de 4 ó 5 años puede entrar en funcionamiento el sistema Galileo para Europa).
- Localización: A la entrada/salida y/o en la propia subestación.
- Estado: Como equipo individual de medida o integrado con otros equipamientos tales como relés, detectores de paso de falta, etc.
- Para lograr la detección fasorial de paso de falta es necesario que exista una PMU en cada extremo de la línea a monitorizar.
- Permite medición de la frecuencia de onda en cada punto.
- La frecuencia de transmisión de una PMU es de varios pulsos por segundo (30 PPS en EEUU).
- En la actualidad, el coste de una PMU con capacidad para monitorizar 10 fasores oscila entre 20-25.000 €, mientras que equipos menos complejos pueden llevar costes asociados mucho menores. Lo veremos más adelante.



➤ **Concentrador de datos fasoriales** (Phasor Data Concentrator – **PDC**)

- Es el punto de agregación (concentrador) de datos que son continuamente transmitidos desde las PMUs.
- Su función es la de alineación de la información en el tiempo y envío de datos.
- Localización: principalmente en centros de operación, a no ser que puedan ser implantables físicamente en campo.
- En la actualidad no están diseñados para dar la cobertura necesaria al sistema.

➤ **Puertas de enlace fasoriales** (Phasor Gateway - **PG**)

- Son puntos de acceso al bus de datos.
- Recepción/envío de datos de varios PDCs o aplicaciones intermedias.
- Ocasionalmente también manejará datos directamente desde PMUs.

➤ **Bus de datos** (Data bus)

- Transporte de datos de una PG a otra (similar a la electrónica de los coches).

- Conexión de una PG con otros elementos y aplicaciones de la red.

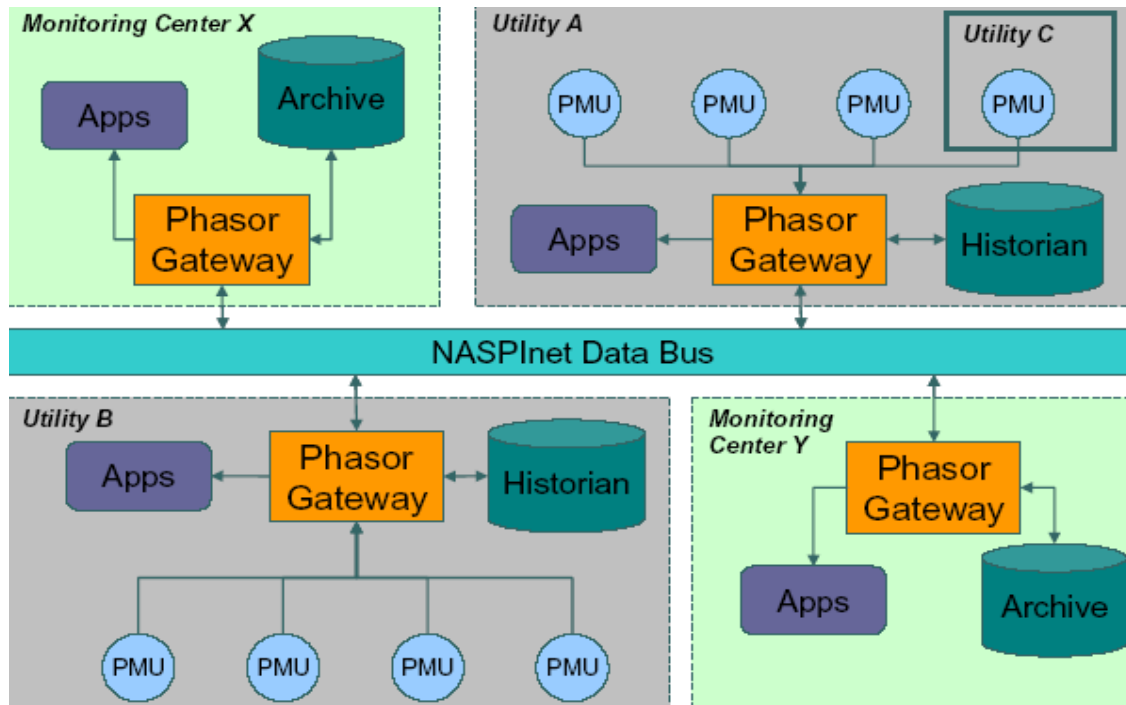


Fig.4: Diagrama general de un sistema de medición de sincrofasores



Fig. 5: Ejemplo de un centro de operación

En la siguiente figura podemos observar la interconexión de todos los elementos mencionados anteriormente. Para una monitorización correcta del campo de fasores es necesaria la participación tanto de los equipos de medición como de las Tecnologías de Información y comunicación (TIC) que permitan la monitorización y

control en tiempo real. Más adelante veremos algunos de los inconvenientes que pueden presentarse sobre este tema.

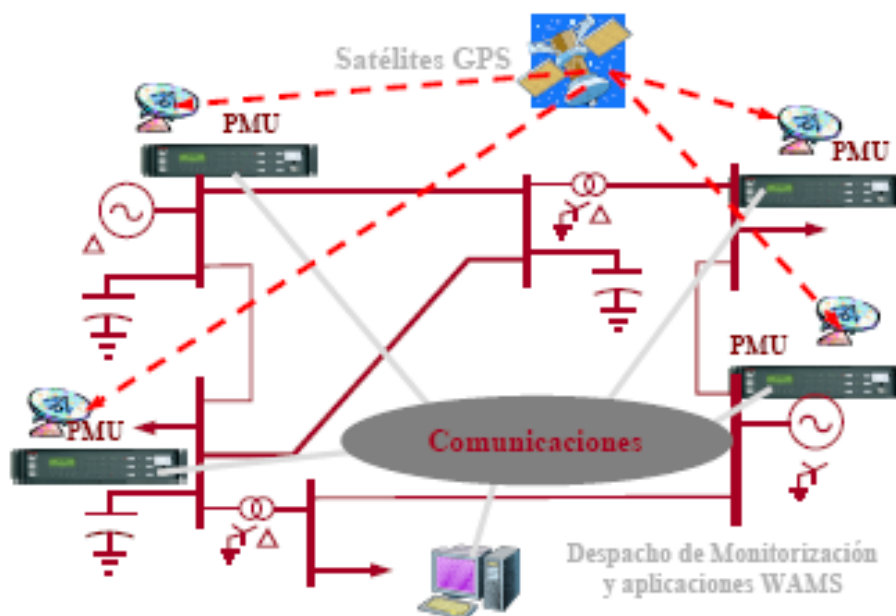


Fig. 6: Interconexión de todos los elementos de un sistema de medición de sincrofasores

Cuando la dimensión del sistema de transporte a monitorizar es muy grande aparece un nuevo elemento concentrador, el Súper PDC. Su función sería la de agregar la información proveniente de un conjunto determinado de PDCs, agregarla y tratarla de manera que pueda ser entendible por el operador del sistema. Notar que hablamos en condicional, ya que si resaltábamos con anterioridad que los PDCs actuales no están preparados para soportar flujos de datos de gran intensidad (como es el resultando de una red de sincrofasores), mucho menos aún está disponible un Súper PDC. Es una tecnología que aún debe madurar.

Con esto quedan sentadas las bases de lo que es la tecnología de sincrofasores. A continuación vamos a estudiar las principales aplicaciones que tienen y, posteriormente, los beneficios que pueden aportar.

2. APLICACIONES

En este apartado haremos un repaso de las principales aplicaciones que pueden desempeñar los sincrofasores, así como su aportación principal al modelo de smart grid en cada una de ellas.

Es importante recalcar que los sincrofasores son una tecnología orientada principalmente al transporte de energía, debido a su elevado coste unitario se antoja complicado extrapolarlos globalmente a las redes de distribución, si bien determinadas líneas de importancia crítica para el buen funcionamiento del sistema podrían ser monitorizadas mediante sincrofasores.

➤ **Sistemas de transporte inteligente: medición sincronizada de fasores**

La distribución de los fasores de tensión e intensidad a través de la red es una de las informaciones más importantes de que dispone el operador para conocer el estado de la red y el margen de operación estable.

Hemos resaltado anteriormente que, en la actualidad, las herramientas existentes estiman dicha distribución a través de medidas no sincronizadas realizadas en diversos puntos de la red.

El conocimiento en tiempo real (no simplemente estimado) del campo de fasores mejoraría la capacidad de respuesta de los operadores y permitiría el desarrollo de sistemas de previsión de inestabilidades y de respuesta automática más rápidos y eficaces.

La idea es pasar de una red monitorizada a una red observada, en la que todas sus variables de estado puedan determinarse a partir de la medida real de un subconjunto menor de tales variables (por ejemplo una línea es observable cuando conozcamos la corriente que circula por sus 3 fases; una barra es observable cuando conozcamos la tensión a la que se encuentran sus 3 fases). Para ello es necesario tener en cuenta los siguientes parámetros:

- Monitorización de las condiciones de estabilidad del sistema mediante Sistemas de monitorización de Área Amplia (WAMS – Wide Area Monitoring System): cuando se entra en una condición de inestabilidad es crítico tomar decisiones rápidas que limiten el daño y eviten el colapso de las tensiones del sistema. Sin embargo, es mucho más eficaz contar con sistemas de monitorización que detecten situaciones de peligro para iniciar las condiciones de recuperación antes de que se alcancen las condiciones de inestabilidad. Se trataría, pues, de aplicar técnicas similares a las de mantenimiento preventivo.
- Los fasores que representan las magnitudes medidas deben estar sincronizados de tal forma que los ángulos de todos ellos se hayan medido con respecto a una referencia común para poder establecer medidas correctas. El equipo de

medición de fasores síncronos, o PMU, proporciona medidas sincronizadas, simultáneas y en tiempo real de los ángulos fasoriales.

- Para alcanzar la observabilidad de la red se empieza por una barra dotada de una PMU y aplicaremos las reglas de Ohm y de Kirchhoff en siguiente orden:
 - 1) Asignar un fasor medido de intensidad a todas las líneas que convergen en una barra que disponga de PMU.
 - 2) Asignar un fasor calculado de intensidad a todas las líneas que conecten barras de tensiones conocidas.
 - 3) Aplicar sistemáticamente las reglas para expandir la red observable hasta alcanzar el límite de observabilidad.
 - 4) Colocar otro equipo PMU en la barra, dentro de la región no observable con el mayor número de líneas adyacentes.
 - 5) Utilizar algoritmos de optimización de equipos para usar el menor número posible de PMUs (clave a la hora de reducir costes en la aplicación de esta tecnología).
- Una vez aplicadas todas estas reglas nos encontraremos con que entre un 1/4 y 1/3 de las barras del sistema necesitan tener conectados equipos PMU para hacer que el sistema sea observable.
- También comprobar que sólo una parte de las medidas son reales, mientras que el resto son calculadas a partir de éstas (representando un alto porcentaje sobre el total). Esto puede suponer un problema a la hora de monitorizar los parámetros de red en tiempo real. Sin embargo, las tecnologías actuales son capaces de cubrir estas necesidades con equipos dotados de grandes potencias de cálculo.

Los fasores sincronizados o sincrofasores muestran fases relativas que solo dependen de las condiciones de equilibrio del sistema eléctrico y pueden ser utilizadas para monitorizar su estado, detectar peligros potenciales para la estabilidad del sistema o tomar decisiones automáticas y/o manuales, si procede, para corregir las posibles situaciones de inestabilidad.

A la hora de desarrollar nuevas aplicaciones de interpretación de la información y toma de decisiones automáticas es necesaria la existencia de un estándar que garantice procedimientos de sincronización de medidas y envío de información, ya que en la actualidad únicamente se han logrado sincronizar fasores a nivel local (incompatibilidad de sincronismo entre fasores de equipos distintos: relés, protecciones, etc.). Es uno de los objetivos que deberían priorizarse a la hora de poner en práctica la tecnología de sincrofasores.

➤ Operación en tiempo real

Una de las claves para alcanzar el máximo valor de fiabilidad de la red es el tiempo de respuesta a la hora de aislar una falta. En la actualidad tenemos a nuestra

disposición la tecnología necesaria para realizar las maniobras de corte y aislamiento necesarias en un período de tiempo prácticamente infinitesimal.

Sin embargo, lo que realmente afecta a la calidad del suministro es el tiempo de interrupción del servicio. En nuestro país existe un parámetro que permite cuantificar de manera ponderada los índices de calidad de suministro. El TIEPI (Tiempo de Interrupción Equivalente de la Potencia Instalada en MT ($1 < V < 36$ kV)). Existe otro índice de menor utilización que cuantifica el número de interrupciones experimentadas: el NIEPI (Número de Interrupciones Equivalentes de la Potencia Instalada en MT).

En España existen una serie de valores límite de estos parámetros fuera de los cuales las empresas eléctricas deben indemnizar a los clientes económicamente en compensación por una calidad de suministro deficiente. Conviene aclarar que para el cálculo de estos índices no se tienen en cuenta las causas de fuerza mayor (identificadas anualmente por el Ministerio de Industria. Dichos parámetros se fijan en función del tipo de zona al que pertenezca el suministro. Conviene explicar que en nuestro país existen 4 tipos de zonificación diferenciadas:

- Urbana: conjunto de municipios de una provincia con más de 20.000 suministros, incluyendo capitales de provincia, aunque no lleguen a la cifra anterior.
- Semiurbana: conjunto de municipios de una provincia con un número de suministros comprendido entre 2.000 y 20.000, excluyendo capitales de provincia.
- Rural concentrada: conjunto de municipios de una provincia con un número de suministros comprendido entre 200 y 2.000.
- Rural dispersa: conjunto de municipios de una provincia con menos de 200 suministros, así como los suministros ubicados fuera de los núcleos de población que no sean polígonos industriales o residenciales.

Cabe comentar que las empresas distribuidoras, al ser un negocio regulado el suyo, realizan exhaustivos estudios técnico-económicos para maximizar el beneficio económico ajustando los presupuestos para no exceder los valores límite anteriormente comentados. Un mal ajuste o una mala gestión de los recursos redundaría en una retribución al cliente en concepto de una pobre calidad de suministro, llegando incluso a indemnizar a los clientes por los daños y perjuicios que puedan ocasionar a los equipos más sensibles, materias perecederas, etc.

Es conveniente resaltar que no siempre la maximización del beneficio económico de las empresas distribuidoras redundaría en una inversión para maximizar la

calidad de suministro de un cliente. En algunas ocasiones es más rentable para la empresa retribuir a un cliente y asumir la consecuente penalización que lograr mantener los índices de calidad de suministro dentro de los límites aceptables. Este tipo de actuaciones, sin duda, van en contra del modelo que persigue la smart grid y son, por tanto, acciones a evitar, actuando precisamente a la inversa.

Una vez que se dan las condiciones para aislar una falta de manera rápida y efectiva, el principal problema al que se enfrenta el operador del sistema es el de reponer el servicio en el menor tiempo posible. En este aspecto, los sincrofasores pueden jugar un papel importante a través de:

- **El conocimiento de las condiciones de la red en tiempo real:**
 - ✓ El uso de sincrofasores para monitorizar el estrés de las líneas permite controlar las cargas a su máxima capacidad en tiempo real.
 - ✓ Permiten incrementar la capacidad del sistema sin modificar las infraestructuras actuales a corto plazo, con el consiguiente ahorro en materia económica que de ello se deriva, más aún en la situación económica mundial que estamos viviendo.
- **Identificación temprana de problemas potenciales:**
 - ✓ Reconocimiento de patrones (útil para elaborar tests en entornos de simulación).
- **Análisis de contingencias:**
 - ✓ Detección de eventos susceptibles de influir negativamente en el sistema.
 - ✓ Localización de la perturbación: permite detección bidireccional de faltas (ya hemos comentado la importancia de controlar los flujos de energía en sentido generación-consumidor y consumidor-sistema para la smart grid).
 - ✓ Elaboración de estrategias de aislamiento: con la consiguiente oportunidad de introducir la tecnología de microrredes, que veremos en capítulos posteriores.
 - ✓ Soporte de equipamientos de control de transporte y generación (apoyo a la toma de decisiones de utilización y/o apoyo).

➤ **Planificación y estimación de estado de la red**

Otra de las funciones que puede desempeñar la tecnología de sincrofasores es la de mejorar la estimación de estado de la red. Mediante monitorización sincrofasorial es posible obtener mayor volumen de datos (hasta 30 mediciones por segundo) que en la actualidad con sistemas SCADA (1 medición cada 4 segundos), por lo que los modelos de simulación de red serán mejores al tener una mayor redundancia.

Con los sistemas WAMS (Wide Area Monitoring Systems), que se están desarrollando en la actualidad, es posible el estudio de la información recibida para mayores superficies de territorio, por lo que aumenta la visibilidad del sistema, redundando en una mejoría notable a la hora de desempeñar los procesos de toma de decisiones.

En la siguiente tabla podemos observar la diferencia existente entre los sistemas tradicionales de control basados en SCADA y la tecnología de fasores:

ATRIBUTO	SCADA	SINCROFASORES
Medición	Analógica	Digital
Resolución	2-4 medidas por segundo	Hasta 60 mediciones por segundo
Observabilidad	Estado fijo	Dinámica / Transitoria
Monitorización	Local	Área Amplia
¿Mide ángulos de fase?	No	Si
¿Qué permite determinar?	Magnitudes (raíz media cuadrática), MW, MVar	Magnitudes (raíz media cuadrática), desfase angular a partir de una referencia (GPS), diferencia angular entre puntos, MW, MVar

Tabla 1: Comparativa SCADA vs sincrofasores

Conviene indicar que cuanto mayor sea la redundancia a la hora de obtener los parámetros de red, mayores índices de confianza se obtienen, permitiendo tomar decisiones de forma rápida y congruente, a la vez que desarrollar modelos y entornos de simulación mucho más cercanos a la realidad.

Cuanto más se consigan desarrollar los entornos de simulación, más cerca se podrá trabajar de los límites de la red, permitiendo avanzar en los sistemas de planificación a medio y largo plazo, con la consecuente optimización en el aprovechamiento de los recursos propios e inversiones en infraestructuras.

➤ **Análisis post-evento de contingencias: localización de faltas mediante sincrofasores**

Si bien hemos repasado algunas de las funciones que pueden desempeñarse gracias a la tecnología de fasores, hay que tener en cuenta otra aplicación que puede cobrar gran importancia a medio plazo: la detección y localización de faltas.

Mediante la colocación de PMUs de bajo coste (relés con mejoras de software, como veremos a continuación) en los extremos de las líneas de transporte/distribución con importancia crítica para la salud del sistema, podemos registrar las magnitudes fasoriales, permitiendo realizar análisis a posteriori de



contingencias que hayan ocurrido. Al comparar los sincrofasores medidos en la subestación con los recibidos de los equipos remotos es posible identificar rápidamente el tramo averiado, acelerando la reparación y reponiendo el servicio, con unos costes por indisponibilidad mínimos.

Una mejora importante que se debe tratar de conseguir es la detección direccional de la falta ya que, con el nuevo concepto de red inteligente, el flujo bidireccional de energía dificultará sobremanera dicha detección direccional de la falta con la tecnología de la que disponemos actualmente. Aquí pueden, una vez más, proporcionar los sincrofasores la solución a las nuevas necesidades planteadas.

Existen varios estudios gestándose en la actualidad sobre este tema y, aunque los resultados son bastante esperanzadores en el campo de localización de faltas, aún queda mucho por recorrer a la hora de reconocer la direccionalidad de la falta sin riesgo aparente para el resto del sistema.

3. BENEFICIOS REALES Y POTENCIALES DE LA TECNOLOGÍA DE SINCRFASORES

Una vez definida conceptualmente la tecnología de sincrofases y vistas sus principales aplicaciones, queda por último aproximarnos a los beneficios y nuevas soluciones que pueden aportarnos, así como también señalaremos los puntos débiles que de la implantación en masa se derivan.

Lo primero que debemos plantearnos es, ¿qué hace superior a los sincrofases frente a otras tecnologías existentes actualmente?

Las ventajas fundamentales que presentan son las siguientes:

- Proporcionar medidas sincronizadas cada pocos milisegundos, alimentando de manera mucho más precisa el seguimiento dinámico de área amplia (WAMS) y de la estabilidad del sistema con una precisión entre 4 y 10 veces superior a SCADA.
- Los actuales SCADA/EMS se basan en análisis de estado estáticos de los flujos de potencia y, por tanto, no pueden observar los parámetros y características dinámicas del sistema eléctrico. Tomando un símil del campo de la medicina, la tecnología fasorial es la “resonancia magnética” del sistema, mucho más precisa que SCADA que correspondería a una “radiografía” del mismo.
- La precisa sincronización de fasores hace posible la utilización de las medidas obtenidas en diversos puntos de la red, pudiendo ampliar de manera eficiente las áreas de operación, facilitando la detección distribuida de faltas y la acción coordinada de operación y control.
- La medición sincronizada de fasores ofrece directamente los ángulos de fase en períodos inferiores a 1 segundo. En la actualidad, estos ángulos de fase utilizados para llevar a cabo la estimación de estado, se obtienen indirectamente mediante tratamiento de otros parámetros relacionados de forma inherentemente lenta (por lo general cada 5 minutos), debido a los tiempos de cálculo necesarios para llegar a resultados fiables (comprobaciones, validaciones de datos de partida, etc.).
- Mejora de la capacidad de evaluación utilizando el tiempo de alta resolución de datos sincronizados. A su vez, aumenta la agilidad del sistema para responder a condiciones anormales ocasionadas en el sistema.

Otra de las maneras de conocer el potencial de la tecnología de fasores es enfrentarla a los sistemas con los que se trabaja en la actualidad. ¿Puede SCADA proporcionar la misma visión del sistema eléctrico?

La respuesta es NO, por la simple razón de que SCADA fue diseñado para control y gestión local, mientras que las interconexiones de energía del sistema y el desarrollo del mercado se han desplazado hacia la monitorización de grandes áreas. Para cubrir esas necesidades el coste de adaptación del sistema SCADA sería prohibitivo. La tecnología de fasores, sin embargo, supera las limitaciones del sistema SCADA en visibilidad de zonal, control dinámico del sistema y, por tanto, en el control y monitorización global de la red.

Según hemos visto a lo largo de todo el capítulo, parece claro que los sincrofasores proporcionarían un nuevo horizonte al universo de la smart grid. La pregunta que surge, por tanto, es ¿por qué no se implantan?

Es fácil identificar la fuente del problema: el coste.

Al igual que ocurría con los contadores inteligentes, hay que decidir quién afronta el coste de la inversión necesaria para que el sistema funcione correctamente. Es también fundamental dar respuesta a una implantación en masa o, por el contrario, únicamente en determinados puntos de la red para tener las principales líneas del sistema controladas.

Para hacernos una idea del coste que puede suponer la monitorización de un sistema eléctrico basta con conocer un dato muy simple: un equipo de medición de fasores (PMU + infraestructura de comunicación) cuesta entre 20 y 25.000 €. Si pensamos que con DOS EQUIPOS tendremos capacidad para monitorizar UNA LÍNEA, basta con mirar alrededor nuestro para darnos cuenta del desembolso que puede suponer.

Por tanto, la decisión para redes de distribución está clara, monitorizar las líneas más importantes o de máxima criticidad. En el caso de líneas de transporte podría actuarse de la misma forma, aunque el porcentaje de líneas monitorizadas será mayor, debido simplemente al menor número de líneas que lo componen. En EEUU, por ejemplo, se está llevando a cabo una importante inversión a través de la NASPI (North American Synchrophasor Initiative, una joint venture entre el Departamento de Energía de los EEUU y la National Electric Reliability Corporation), para la colocación de más de 850 equipos de medición de sincrofasores.

La solución que se está adoptando es la de adecuar los relés existentes en las líneas de transporte e integrar un software capaz de llevar a cabo varias mediciones de fasores por segundo. Obviamente no es la solución óptima, pero como podemos observar en la siguiente tabla, el coste se reduce de manera drástica.

MODELO DE RELÉ	DISPONIBILIDAD	COSTE	ESTANDARIZACIÓN	ADECUACIÓN
SEL-421	Disponible actualmente	270 € relé + actualización	Comunicación a través de estándar C37.118	230/500 kV
GE N60	Disponible actualmente	4.000 € relé + actualización	Comunicación a través de estándar C37.118	No testado en campo
SEL 3XX	Disponible actualmente	270 € relé + actualización	Comunicación no estandarizada	< 115 kV
GE L90, D60	Disponible actualmente	4.000 € relé + actualización	Comunicación a través de estándar C37.118	<69 kV

Tabla 2: Características de relés existentes en el mercado con función fasorial

Sin embargo, no por ser el más difícil de superar es el inconveniente económico el único que nos encontramos, existen algunos más de importante relevancia:

- La medición angular en los nudos del sistema debe seguir realizándose mediante SCADA, por lo que el avance en este punto es nulo.
- La comunicación con satélite tiene una demora de aproximadamente 0.75 segundos, por lo que resulta absurdo tener 30 medidas por segundo cuando el tiempo de sincronización y respuesta puede superar un segundo si le sumamos el tiempo de comunicación.
- A nivel nacional, España no tiene las grandes líneas interestatales de EEUU, por lo que las diferencias angulares no serán tan importantes. Ciertamente no es una medida tan interesante para nuestro país como lo puede ser para otros.

Finalmente y para cerrar el capítulo haremos hincapié sobre la responsabilidad de quién y cómo se debería asumir el coste de esta nueva tecnología.

- Para las empresas distribuidoras el beneficio es cierto que existe, pero no es asumible a unos costes unitarios como los que actualmente se dan. Las penalizaciones que deben pagar a los clientes por una calidad de servicio insuficiente o fuera del límite legal siguen siendo menores que el coste de la inversión necesaria para implantar un sistema efectivo de control por fasores.
- Las comercializadoras no tienen poder “legítimo” para implantar equipos en la red, por lo que únicamente podrían hacer frente a la inversión a través de aumentar el precio de la energía o introducir “nuevos servicios de valor añadido”. Si a estos servicios se les otorga un carácter opcional aparece un segundo problema, habría clientes que se beneficiarían de un servicio por el que no están pagando, ya que la tecnología debería aplicarse a determinadas zonas de la red independiente de si el cliente paga por ella o no. Por romper con el principio de igualdad se trata de una medida inviable en sí misma.
- El cliente es otra de las posibilidades sobre el que podría recaer el coste de los equipos. Sin embargo, con las subidas de los combustibles y el consiguiente incremento en las tarifas de la luz las últimas dos subidas en España han sido de cerca del 10% en 2011) no parece que vaya a ser un agente sobre el que pueda seguir recayendo un peso importante de los costes a asumir.
- Quedan el Estado y los Gobiernos Nacional o Autonómico los cuales. Siendo realistas y consecuentes con la situación económica mundial actual no son organismos capaces de asumir más deuda de la que ya tienen sin poner en riesgo evidente la supervivencia de la economía del país.

Por tanto nos volvemos a encontrar con una tecnología de un significativo beneficio potencial para todos los agentes involucrados, pero cuyos costes unitarios no hacen viable, a día de hoy, una implantación en masa de la tecnología de fasores. Si bien sí es cierto que habría que contemplar con detenimiento la posibilidad de monitorizar mediante estas técnicas algunas de las líneas de transporte más importantes de nuestro sistema eléctrico y crear, al menos, una infraestructura de



seguridad a gran escala que permita predecir de manera fiable las condiciones dinámicas de grandes áreas geográficas del sistema eléctrico, lo cual ya se está llevando a cabo en EEUU con unos resultados bastante aceptables.

CAPÍTULO 7

TRANSPORTE Y ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA

1. Nuevas tecnologías de transporte de energía
2. Sistemas de almacenamiento de energía
3. Beneficios potenciales
4. Superconductividad y almacenamiento

1. NUEVAS TECNOLOGÍAS DE TRANSPORTE DE ENERGÍA

La electricidad empezó a utilizarse para transportar energía hace 120 años. Desde el primer tendido de línea (2 kV en CC), el cual se realizó en 1.882 entre Miesbach y Múnich (Alemania), el sistema eléctrico ha evolucionado mucho. Las primeras redes de distribución en Europa y EEUU funcionaban en CC y BT pero gran parte de la energía se perdía en los cables por efecto Joule.

El cambio de CC a CA se debe al perfeccionamiento del generador de CA (que permitía generar energía eléctrica de forma barata mediante turbinas hidroeléctricas) y al invento del transformador en 1885, gracias al cual fue posible variar de forma sencilla el nivel de tensión, permitiendo el transporte de energía eléctrica a grandes distancias con menores pérdidas mediante elevación de la tensión.

➤ Sistemas de conducción en HVDC

Con la introducción de la transmisión trifásica en 1.893 y los avances en los motores de inducción se propició el uso de la CA como único medio de transmisión de la energía eléctrica.

El primer sistema trifásico en CA se instaló en Suecia en 1.893. Un siglo más tarde, en 1997, el mismo corredor de paso de la línea de CA sería utilizado para instalar el primer enlace HVDC (High Voltage Direct Current – AT en CC) con tecnología VSC (Voltage Source Converter).

La idea de realizar el transporte de energía eléctrica en CC surge a partir del momento en que nace la necesidad de realizar enlaces a grandes distancias. No obstante, los primeros enlaces experimentales HVDC nacieron una vez finalizada la II Guerra Mundial. Desde ese momento los sistemas de transporte HVDC comenzaron a utilizarse y ya en el 50 aniversario del primer enlace HVDC (2.004) la capacidad instalada en el mundo utilizando esta tecnología ascendía a más de 70.000 MW.

El transporte de energía con mínimas pérdidas ha sido siempre una de las obsesiones para el mundo de la ingeniería eléctrica. Los costes derivados de las mismas son bastante significativos. Es por ello que la aparición de una nueva tecnología que permita reducir los costes de transporte de la energía cobraría gran importancia para el modelo de la smart grid.

En la actualidad los sistemas de transporte HVDC ya están cobrando una importancia significativa en conexiones de sistemas eléctricos entre países y en conexiones insulares-peninsulares. El avance en el campo de la electrónica de potencia ha permitido desarrollar dispositivos capaces de hacer competitiva a la tecnología HVDC frente a los sistemas trifásicos de AT en CA.

En la siguiente figura se muestra cómo la capacidad del sistema HVAC (a través de la magnitud de la potencia transportada) disminuye con la longitud de las líneas, debido principalmente a sus efectos inductivos, mientras que para HVDC se mantiene prácticamente independiente de la distancia.

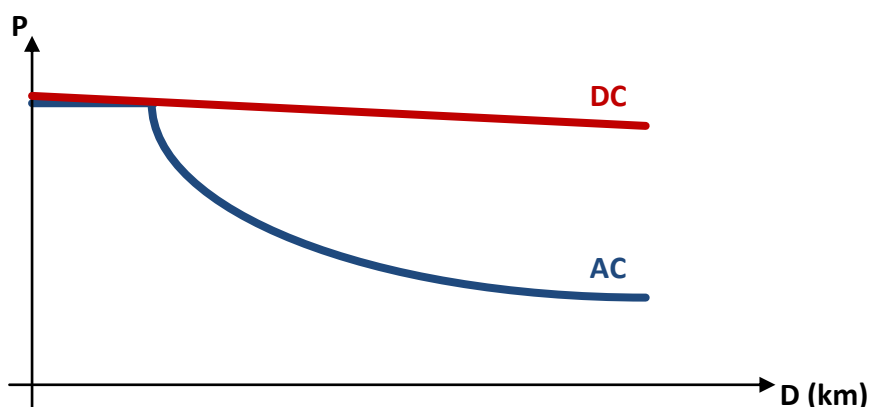


Fig. 1: Relación potencia - distancia de línea HVAC y HVDC

Una dificultad añadida es el desfase producido entre los extremos de la línea por esa misma inductancia, que puede conducir a la inestabilidad del sistema, tal y como hemos visto en el capítulo anterior de sincrofasores. Estos problemas tampoco aparecen en los sistemas HVDC al no estar afectados por la inductancia de la línea.

Otro de los factores técnicos a considerar es la imposibilidad de conectar en CA dos sistemas que funcionan a diferente frecuencia (asíncronos). En estos casos se hace imprescindible el uso de HVDC, independientemente de la distancia de separación.

Cuando es posible implementar un sistema tanto en HVAC como en HVDC es necesario tener en cuenta todos estos factores más uno adicional (y básicamente crítico): el económico.

A la hora de analizar el coste total de un sistema de transporte será necesario contar con los costes indirectos de la instalación (líneas + convertidores/transformadores) y los indirectos (pérdidas capitalizadas). En la figura siguiente se comprueba cómo va evolucionando la decisión final en función de la distancia entre puntos a interconectar.

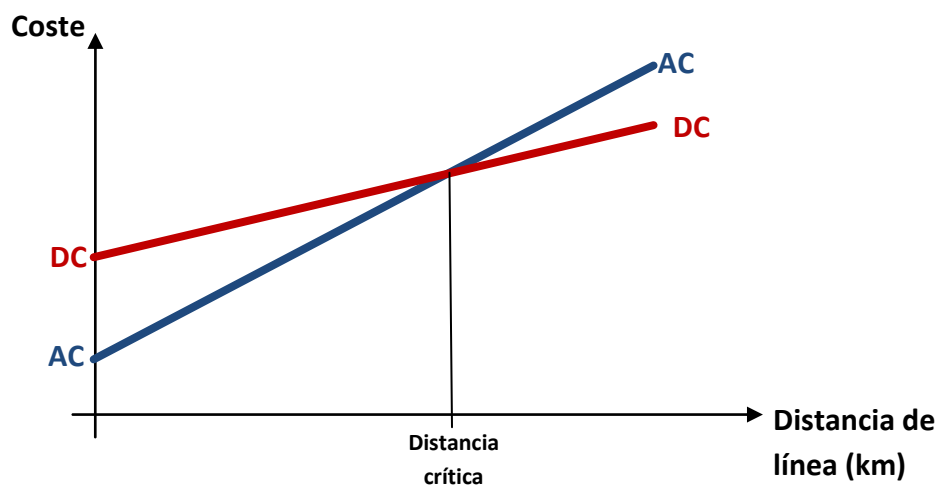


Fig. 2: Relación coste - distancia de línea HVAC Y HVDC

A la hora de cuantificar el valor de la distancia crítica es necesario introducir la variable de potencia eléctrica. Se demuestra que la distancia crítica de un sistema disminuye para mayores potencias y tensiones, pudiendo oscilar los valores de la misma entre 400 y 800 kilómetros para sistemas de 3.000 a 15.000 MW con líneas aéreas. Esto es debido a las siguientes causas:

- Mayor coste fijo de los sistemas HVDC: coste estación conversor > coste estación transformador.
- Menor coste de las líneas: menor número de líneas para HVDC.
- Menor coste de los apoyos: al soportar un menos número de líneas, menor resistencia mecánica necesaria para HVDC.
- Compensación de pérdidas: mayores pérdidas en la estación de conversión se ven compensadas por las menores pérdidas en las líneas HVDC.

Es por esto que HVDC es más rentable que HVAC según aumenta la distancia entre los extremos del sistema.

Con la aparición de la tecnología HVDC se abre un nuevo horizonte para la smart grid en el cual pueden convivir ambos sistemas.

Conviene aclarar que estamos hablando de la red de transporte del sistema eléctrico, las redes de distribución, con lo visto anteriormente, no es sencillo hacerlas funcionar mediante la tecnología HVDC, si bien para líneas subterráneas es, al menos, económicamente competitivo.

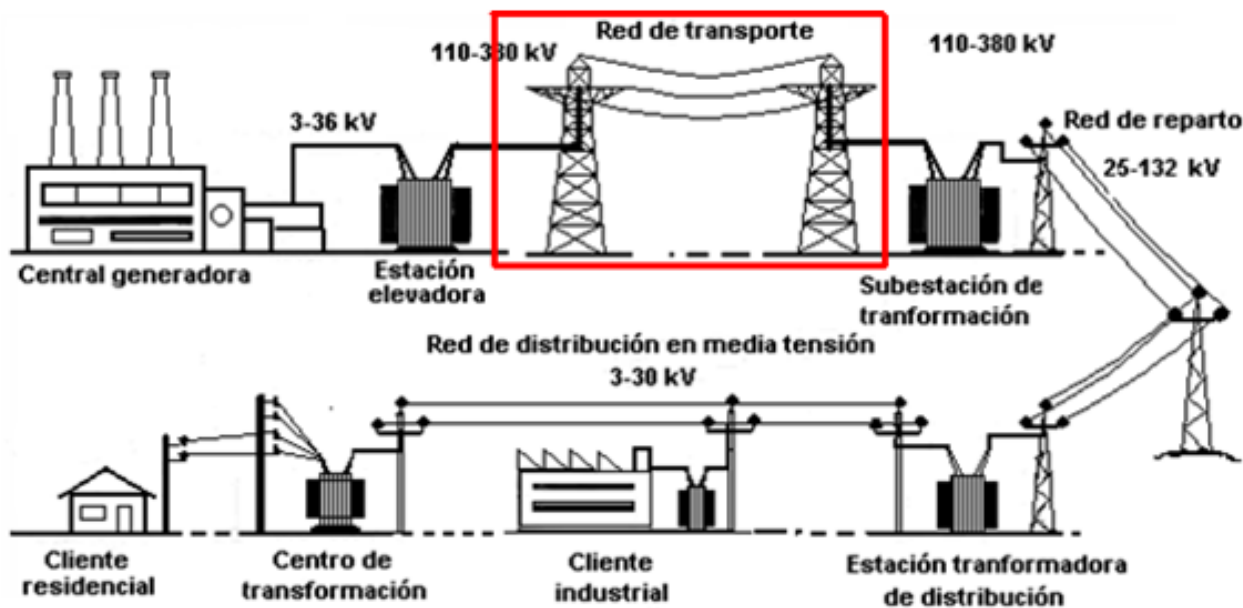


Fig. 3: Esquema fundamental de un sistema eléctrico

Analizados los sistemas de transporte de energía toca hablar del medio de transporte de la energía: los conductores. En la actualidad, los elementos básicos de conducción son el cobre y el aluminio. Sin embargo, a lo largo de los años la tecnología ha evolucionado significativamente hasta llegar a producir conductores con un nivel de aislamiento y capacidad de conducción muy notables.

El avance de las tecnologías de fabricación y la aparición de nuevos materiales y arquitecturas hacen posible dar un paso más. La superconductividad brinda la posibilidad de aumentar la mejora del transporte eléctrico a través del aumento de la densidad de energía y reducir las pérdidas prácticamente al mínimo.

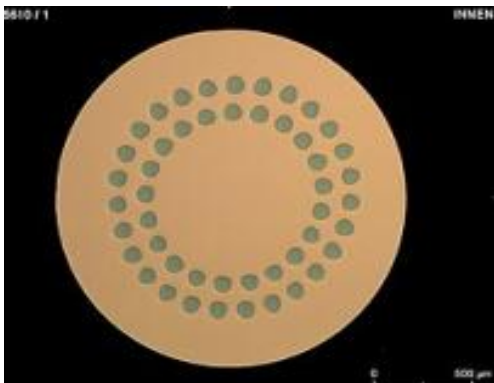
Se abre un nuevo paradigma en materia de conducción que hoy día lleva ya un importante camino avanzado...

➤ Materiales superconductores y transporte de energía

Desde el punto de vista tecnológico, el mundo de los materiales superconductores queda dividido en 2 clases: los de Baja Temperatura crítica (tecnología criogénica basada en Helio líquido, 4.2K / Hidrógeno líquido, 20K) y los de Alta Temperatura Crítica (tecnología de criogenia basada en nitrógeno líquido, 77K).

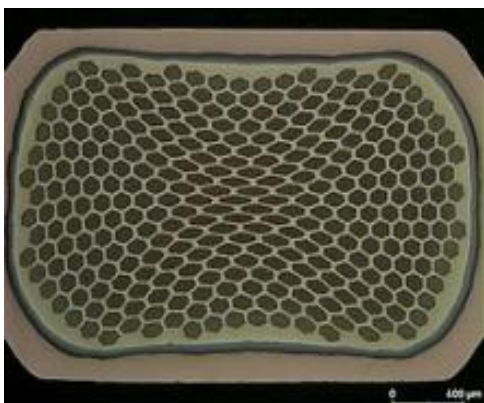
Materiales Superconductores de BT crítica

▪ NbTi



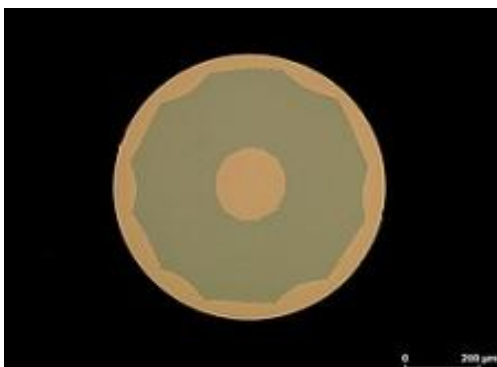
- ✓ Buenas características metálicas.
- ✓ Muy utilizado en el ámbito de resonancias magnéticas.
- ✓ Más de 1 millón de kilómetros de cable de estas características producidos.
- ✓ Las densidades de corriente transportadas mediante este material son dos órdenes de magnitud superiores a las del Cu.

▪ Nb₃Sn



- ✓ Mejores propiedades superconductoras.
- ✓ Tiene en contrapartida su gran fragilidad.
- ✓ Es por ello que suele darse forma a las bases y precursores (utilizando otros materiales tales como el bronce) y se obtiene la aleación final por tratamiento térmico posterior.
- ✓ Muy buen comportamiento en campos magnéticos intensos (soporta el doble que NbTi).

▪ MgB₂



- ✓ De reciente desarrollo.
- ✓ Temperatura crítica = 39 K.
- ✓ Temperatura de fusión = 830 °C
- ✓ Es necesario recurrir a la técnica de trefilado de tubos rellenos de polvo superconductor (no se puede trefilar el cable debido a su gran fragilidad).

Materiales Superconductores de AT Crítica

Son superconductores cerámicos, también conocidos como superconductores de 2ª generación. Los más comunes son el **BSCCO** y el **YBCO**.



Fig. 5: Cintas de material superconductor BSCCO e YBCO

- La densidad de corriente que pueden transportar supera en 10 veces la del cobre.
- Los superconductores cerámicos de AT no se pueden trefilar debido a sus pobres propiedades mecánicas, por tanto se recurre a técnicas de trefilado de tubo metálico relleno de polvo cerámico.
- En la actualidad se producen en bloques, barras o, más comúnmente, en cintas.
- El carácter policristalino de las cintas de BSCCO junto con su baja resistencia a campos magnéticos (a partir de un determinado valor la superconductividad se destruye) han propiciado el desarrollo de YBCO, a pesar de que es mucho más difícil de fabricar.
- La solución más reciente para la fabricación en masa de cable de YBCO (aún en fase de desarrollo) está tratando de recubrir una cinta de acero inoxidable y níquel mediante una capa delgada de YBCO (de cerca de $1\mu\text{m}$), alcanzándose longitudes de hasta 40m.

Otra de las aplicaciones potenciales de los superconductores es el de limitador de corriente. Esta capacidad es necesaria para evitar la propagación de faltas en los sistemas mallados de la red eléctrica.

Los materiales superconductores pueden transportar corriente con pérdidas muy bajas, siempre que la corriente transportada sea inferior a la crítica. Si se supera ese valor de corriente, el calor desprendido hace que el material transite al estado normal con un valor elevado de resistividad, destruyéndose su capacidad superconductora. Dicha transición se realiza en un tiempo muy corto (milésimas de segundo), creando una resistencia donde en principio no la había. Se trata, por tanto, de un “interruptor controlado por la propia corriente transportada”.

Uno de los problemas que pueden aparecer es que incluso puede llegar a destruirse el cable superconductor si las densidades de disipación son muy elevadas (aparición de puntos calientes debido a las enormes densidades de energía). Esto haría que el material quedase inservible para posteriores usos y, obviamente, no es lo que se persigue.

En resumen, las seis propiedades que deben poseer los superconductores comerciales son:

- La mayor temperatura crítica posible. Cuanto mayor sea ésta, más elevada podrá ser la temperatura de operación del dispositivo fabricado, reduciéndose de esta manera los costes de refrigeración requeridos para operar en estado superconductor.
- El mayor campo magnético crítico posible. Como se pretende utilizar el superconductor para generar campos magnéticos intensos, cuanto mayor sea el campo magnético generado, mayor tendrá que ser el campo crítico del material superconductor.
- La mayor densidad de corriente crítica posible. A mayor densidad de corriente crítica soportable antes de pasar al estado normal, más pequeño podrá hacerse el dispositivo, reduciéndose, de esta manera, la cantidad requerida de material superconductor y también la cantidad de material que debe refrigerarse.
- La mayor estabilidad posible. Es muy común que los superconductores sean inestables frente a cambios repentinos de intensidad, campos magnéticos, temperatura, o choques mecánicos. Si ocurre algún cambio súbito cuando el superconductor está en operación, éste podría perder su estado superconductor.
- Facilidad de fabricación. Un material superconductor será completamente inútil para aplicaciones a gran escala si no puede fabricarse en grandes cantidades con unas propiedades mecánicas aceptables.
- Coste mínimo. Como siempre, el coste es el factor más importante para considerar cualquier material utilizado en ingeniería y deberá mantenerse tan bajo como sea posible.

De los nuevos superconductores cerámicos se espera que sean la alternativa a los conductores de cobre y aluminio en las grandes líneas de transporte de Muy Alta tensión (MAT). Sin embargo, el proceso de fabricación en masa aún está lejos de ser competitivo con respecto a los conductores tradicionales, tanto económica como mecánicamente. Sin duda, queda un largo camino por recorrer.

Existe una última aplicación de la superconductividad para el modelo de la smart grid y es la relación entre superconductividad y almacenamiento de energía, el cual veremos en el último apartado del capítulo.

2. SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA

Probablemente el principal problema que existe para los sistemas eléctricos actuales es la necesidad de generar en tiempo real la práctica totalidad de la energía que se consume. Es de sobra conocida la incapacidad de almacenar la energía eléctrica en el sistema para ser consumida posteriormente en períodos de mayor necesidad (conocidos como punta). Sin embargo, esa misma idea ha rondado la cabeza de multitud de investigadores a lo largo de los últimos años. ¿Existe algún método de conservar “en reserva” los excedentes de energía que se producen a lo largo del día?

Éste es uno de los grandes propósitos de la smart grid. A lo largo de los capítulos anteriores hemos ido vislumbrando el objetivo que se persigue, que no es otro que el de aprovechar al máximo las fuentes renovables para maximizar la generación de la energía (a gran escala o de forma distribuida), reduciendo a su vez la dependencia de los combustibles fósiles para cubrir las necesidades energéticas del sistema.

Sin embargo, la aleatoriedad de las fuentes renovables y su carácter impredecible hacen inviable el objetivo de una dependencia total de estas fuentes de energía. Siempre será necesario mantener una “cobertura” de fuentes no renovables que puedan hacer frente a picos de demanda en la red o a un descenso en la generación de fuentes renovables por su carácter inherentemente variable.

Si a esto le añadimos que los patrones de consumo de los agentes del sistema eléctrico no siguen precisamente los de generación a partir de fuentes renovables, la necesidad de almacenar los excedentes de energía se convierten en un factor crítico para el correcto funcionamiento de la smart grid.

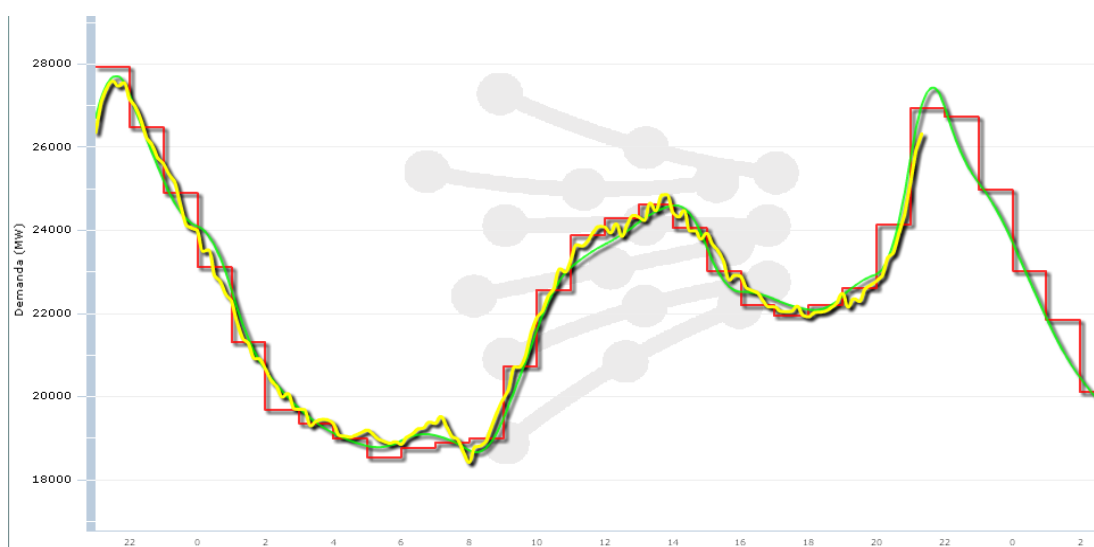


Fig. 6: Curva de demanda de energía eléctrica en tiempo real el día 22/04/11

En la figura anterior podemos comprobar las fluctuaciones existentes entre el consumo de energía previsto (en verde) y el consumo real (amarillo) a lo largo del día. (Fuente: Red Eléctrica de España).

A continuación vamos a comprobar cómo varía la generación para las dos fuentes de energía renovable más importantes en el sistema eléctrico español: eólica e hidráulica.

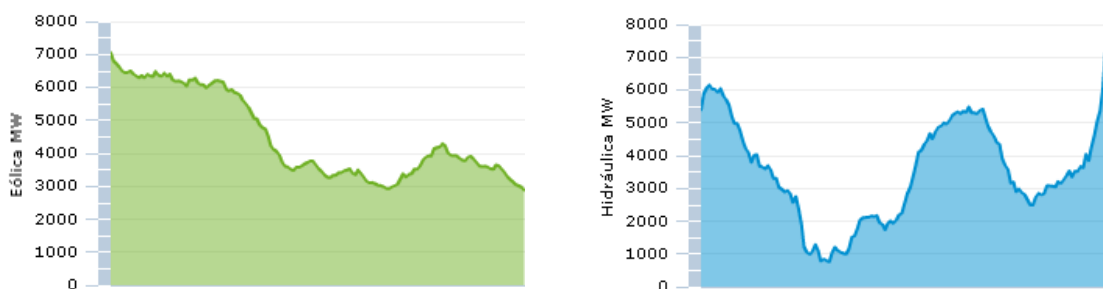


Fig. 7: Curvas de generación para el día 22/04/11

Como podemos comprobar, la generación hidráulica sí se adecúa al perfil de la curva de demanda, ya que al almacenar el agua en embalses se adquiere la posibilidad de liberarla según sea conveniente para el sistema (de hecho es el último parámetro de ajuste para equilibrar las curvas de generación y demanda, ya que el resto ó bien permanece constante, como es el caso de la nuclear, ó bien no depende del comportamiento humano). En el caso de la eólica esto no es posible.

Una vez hemos visto las ventajas que conlleva el almacenamiento de energía hidráulica en embalses y la capacidad que adquiere el operador del sistema para equilibrar las curvas de generación y demanda, el paso siguiente es extrapolarlo al resto de fuentes de energía. El objetivo que vamos a perseguir es almacenar los excedentes de energía durante las horas valle para poder reutilizarlos en los períodos punta:

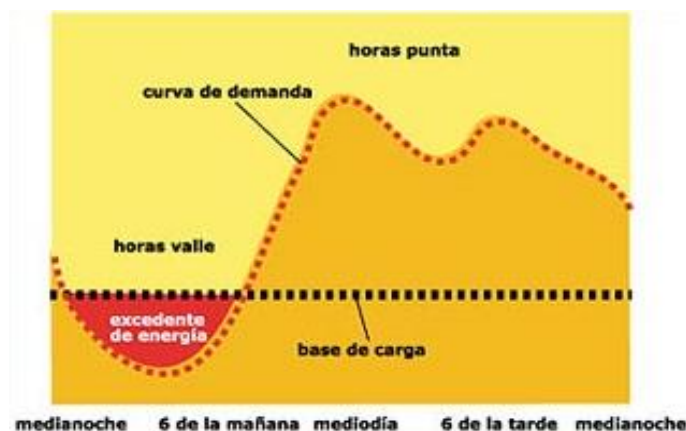


Fig. 8: Curva esquemática de demanda diaria

Tipologías de almacenamiento

Hoy en día los sistemas de almacenamiento de energía no son todavía comunes en la red eléctrica. Es más, podría decirse que su participación en el sistema es más bien escasa.

El desarrollo y uso de fuentes de energía renovables es uno de los aspectos clave para el desarrollo de la smart grid. Sin embargo, la conexión de estas fuentes de energía, tales como la energía fotovoltaica o las turbinas eólicas, provoca efectos significativos sobre las redes. Los cuellos de botella sobre los que se está trabajando son la estabilidad y seguridad global del sistema, respuesta a picos de demanda y la gestión global de la red.

Los sistemas de almacenamiento de energía pueden resolver el problema de respuesta a los picos de demanda mediante el aplanamiento de la curva de carga. Cuando exista un exceso de abastecimiento energético la electricidad se almacena en los sistemas de almacenamiento y cuando la demanda aumente (períodos punta) los sistemas de almacenamiento pueden dar respuesta a esos picos de demanda suministrando la energía almacenada durante los períodos valle.

Dividiremos la tecnología de almacenamiento en 2 tipos: almacenamiento eléctrico y almacenamiento térmico, si bien englobaremos sistemas de almacenamiento químico y mecánico como métodos de almacenamiento eléctrico por ser, al fin y al cabo, su objetivo final.

Los **sistemas de almacenamiento eléctrico** más desarrollados y utilizados, o en periodo de desarrollo son:

➤ **Acumulación por bombeo:**

- Almacenamiento en forma de energía potencial utilizando dos depósitos de agua a diferente altura.
- Durante los periodos de baja demanda de electricidad (períodos valle), la electricidad sobrante se utiliza para bombear agua del depósito inferior al superior, mientras que durante los períodos punta se turbinan el agua y se genera electricidad.
- Rendimiento en torno a 65-70%.

➤ **Volantes de inercia:**

- Permiten almacenamiento de energía en forma de energía cinética de rotación.
- La energía almacenada va aumentando de manera que aumenta la velocidad de giro del volante.

- Los volantes giratorios se conectan a un motor-generador que actúa como motor durante la acumulación y como generador al devolver la energía almacenada.
 - Es un sistema que ha demostrado ser fiable en varias pruebas de campo y capaz de entregar cantidades aceptables de energía en muy cortos períodos de tiempo.
 - $\eta \cong 85-90\%$.
- **Sistemas de aire comprimido (CAES – Compressed Air Energy Storage):**
- El aire a alta presión es almacenado bajo tierra en depósitos naturales o artificiales durante las horas de baja demanda.
 - En los períodos punta el aire se expande y mueve un turbogenerador, con la consiguiente generación de energía eléctrica.
 - $\eta \cong 60-65\%$.
- **Baterías de Ni-Cd/Ni-MH:**
- Tiene como inconvenientes la alta toxicidad del cadmio y su mayor coste.
 - Las baterías de níquel hidruro metálico, Ni-MH, han tenido gran aplicación en los últimos años pero actualmente están siendo sustituidas por las baterías de litio.
 - Son las baterías que se emplean como método de almacenamiento electroquímico en los sistemas eléctricos actuales.
- **Baterías de Litio (Litio-ión o Litio-polímero):**
- Múltiples aplicaciones en la actualidad, aunque continúan manteniendo un coste elevado.
 - El desarrollo del coche eléctrico puede darles el impulso que necesitan.
 - Mayor densidad de energía y menor peso que las baterías Ni-MH.
 - A diferencia de los volantes de inercia y bobinas superconductoras, la descarga de energía es mucho más progresiva.
 - Recientemente se están realizando pilotajes con sistemas de almacenamiento combinados de volante de inercia + baterías de litio con muy buenos resultados de cara a satisfacer las necesidades locales.
- **Supercondensadores/Ultracondensadores:**
- Formados por grandes láminas separadas por material dieléctrico o vacío que, sometidos a una diferencia de potencial, adquieren una determinada carga eléctrica.
 - Son capaces de almacenar mayor cantidad de energía que los condensadores convencionales y suministran más potencia que las baterías.

- Al no ocurrir ninguna reacción química en su interior, no sufren degradación con los ciclos de uso.
- Se consiguen con electrodos de gran área superficial muy juntos entre sí, pudiendo absorber y suministrar grandes corrientes en tiempos muy reducidos. Por ello se aplican como Sistema de Alimentación Ininterrumpida (SAI) o como fuente de tensión continua regulada.
- $\eta \cong 90-95$.

➤ **Bobinas superconductoras (SMES – Superconducting Magnet Energy Storage):**

- Una corriente continua circula por una bobina de cable superconductor (NbTi/material cerámico) creando un campo magnético que almacena energía, aparentemente sin pérdidas
- Los sistemas criogénicos han permitido a los SMES penetrar en el mercado y competir con otros sistemas de almacenamiento más comunes, ya que proporcionan tiempos de respuesta muy cortos (del orden de milisegundos) y la energía se transmite muy rápidamente, siendo muy apropiados para cubrir huecos de tensión (funciones de estabilidad y regulación de la red).
- $\eta \cong 90-95\%$.

La idea de los **sistemas de almacenamiento térmico** es evitar que los generadores estén continuamente arrancando y parando, favoreciendo el funcionamiento a plena carga de los equipos. Algunas de las claves de esta tecnología son:

- Los acumuladores se recargarán en momentos de baja demanda y se descargarán cuando la demanda sea superior a la producción.
- Mediante la gestión de la producción de calor y frío se puede controlar la demanda eléctrica, reduciendo el consumo en los períodos punta y obteniendo beneficios económicos con ello:
 - En el caso de **cogeneración/trigeneración**, vendiendo la electricidad generada cuando el precio es apropiado y almacenando la energía térmica producida y no consumida en el proceso.
 - En el caso de **generación de calor/frío** (termos eléctricos, compresores, etc.) produciendo energía eléctrica cuando el precio es más bajo y almacenando para su posterior uso.

El almacenamiento térmico puede conseguirse de 3 maneras:

- Cambios de temperatura sin cambios de fase (acumuladores por calor sensible): el fluido de trabajo suele ser agua a presión atmosférica entre 4-98 °C, o agua a mayores presiones y temperaturas.

- Cambios de fase de los materiales (acumuladores por calor latente): mediante cambios de fase cíclicos y reversibles (fusión/cristalización) de los fluidos es posible almacenar grandes cantidades de energía con pequeños saltos térmicos.
- Reacciones electroquímicas (acumuladores termoquímicos): la transferencia de energía se produce de acuerdo a ciertas reacciones físico-químicas.

Por tanto, la instalación de sistemas de almacenamiento térmico resulta muy recomendable en casos en los que:

- Los picos de demanda son muy elevados en relación al valor promedio.
- Cuando existe discriminación horaria en las tarifas eléctricas.
- Aplicaciones que necesiten un suministro fiable y seguro.

Con esto quedan resumidas prácticamente todas las tecnologías de almacenamiento existentes en la actualidad. Como se puede comprobar, todas ellas tienen puntos a favor y en contra, por lo que es complicado que ninguna de ellas pueda satisfacer por sí sola las necesidades del mercado. Es necesario la combinación de ellas para lograrlo, agregando las características propias de unas y otras para dar cobertura a los problemas intrínsecos del sistema eléctrico, como por ejemplo la comentada mediante volante de inercia + baterías de litio.



Fig. 9: Representación de las distintas tecnologías de almacenamiento energético

3. BENEFICIOS POTENCIALES

Una vez descritos los principales tipos de almacenamiento de energía existentes a día de hoy en el mercado, el siguiente paso es describir cuáles son las ventajas que se derivan de la utilización de los mismos, así como los beneficios que pueden aportar al sistema eléctrico global y al mundo de la smart grid.

Principalmente distinguimos tres, que pasamos a detallar a continuación.

- Optimización económica de los recursos del sistema: el aplanamiento de la curva de demanda tiene repercusión directa en las dos variables económicas siguientes:
 - Ahorro en infraestructuras: debido principalmente a que, al existir la posibilidad de almacenar los excedentes de energía en períodos valle y utilizarlos para dar cobertura a los períodos punta, se reduce la necesidad de invertir en ampliación de infraestructuras de generación.
 - Aprovechamiento óptimo de las fuentes de generación: el funcionamiento del sistema eléctrico de generación actual se basa en un aprovechamiento máximo de las centrales nucleares y fuentes renovables (utilización a tiempo total) y ajustes en función de la demanda de las centrales de ciclo combinado, carbón, hidráulica y resto del régimen especial (principalmente biomasa). Mediante los sistemas de almacenamiento de energía se puede asegurar la utilización del 100% de las fuentes renovables (los excedentes se almacenan, evitando tener que desconectar, por ejemplo, turbinas eólicas si la generación supera a la demanda instantánea), optimizando el coste de producción a través de maximizar el porcentaje de generación renovable.
- Mejoras en la gestión y control de parámetros de red: los sistemas de almacenamiento se pueden aplicar para evitar sobrecargas en el sistema al almacenar los excesos de generación. La combinación con un sistema de gestión inteligente de energía permite al operador prepararse para los excesos de generación que, en su mayoría, se pueden predecir de antemano.
- Mejoras en la calidad de la energía: eliminando los huecos de tensión. Este problema puede subsanarse mediante la implementación de sistemas de almacenamiento que permitan verter a la red de manera instantánea energía en los nudos donde la tensión disminuye por debajo del valor límite. Los supercondensadores y los volantes de inercia serían los equipos más indicados para ello.

Estos son los principales beneficios a gran escala que experimenta el sistema eléctrico global. Obviamente, mediante la implantación de pequeños sistemas de almacenamiento locales (principalmente térmicos) se puede optimizar el consumo de energía para comunidades reducidas de clientes o incluso consumidores aislados.

4. SUPERCONDUCTIVIDAD Y ALMACENAMIENTO

Para finalizar este capítulo, intentaremos profundizar en la contribución de la tecnología de superconductividad a los sistemas de almacenamiento.

El sistema que está cobrando más importancia y con el que se están llevando a cabo mayor número de pilotajes a nivel mundial es el de almacenamiento de energía en superconductores magnéticos (SMES - Superconducting Magnet Energy Storage). Un sistema SMES típico tiene tres componentes:

- Una bobina superconductora.
- Un sistema de electrónica de potencia.
- Un sistema de refrigeración criogénico.

Los sistemas SMES almacenan energía electromagnética con pérdidas insignificantes mediante la circulación de corriente continua a través de bobinas superconductoras, enfriadas criogénicamente. En esencia, en una bobina hecha de un material superconductor se deja circulando una corriente. Como no hay disipación de energía al no existir resistencia eléctrica, la corriente permanecerá circulando por tiempo indefinido.

La energía almacenada se puede verter de nuevo a la red descargando la bobina. El sistema utiliza un inversor/rectificador para transformar energía de CA a corriente continua CC o viceversa. El inversor/rectificador presenta pérdidas bidireccionales de energía de entre 2-3%.

Las ventajas fundamentales frente a los sistemas basados en baterías son básicamente dos:

- Su vida útil es mucho mayor, ya que el número de maniobras de estas bobinas es ilimitado (no depende del número de descargas).
- Para valores adecuados del campo magnético se pueden almacenar densidades de energía muy altas comparadas con otros sistemas de almacenamiento de energía.

El inconveniente principal, como se puede suponer, es el alto coste de los materiales superconductores necesarios para el uso comercial a gran escala de este tipo de almacenamiento.

Debido a las necesidades energéticas de refrigeración y a los límites en la energía total capaz de ser almacenada, los SMES se utilizan actualmente para almacenamiento de energía por breves periodos de tiempo, siendo las descargas de energía del orden de milisegundos.

Aunque ya es posible construir, con la tecnología de superconducción convencional, electroimanes superconductores capaces de almacenar hasta 2.800 kWh (con los nuevos superconductores cerámicos todavía no), el interruptor que permite la rápida descarga de energía aun presenta muchos problemas en su funcionamiento.

La potencia eléctrica del sistema vendrá definida por el convertidor y por la tensión de aislamiento de la bobina, mientras que el motor generador se encarga del intercambio de energía entre la rueda y el sistema electrónico de control.

En las siguientes figuras podemos observar cómo son físicamente estos equipos (la descripción técnica y planos más detallados no están disponibles al tratarse de una tecnología tan reciente y con un potencial de aplicación aún por descubrir).



Fig. 10: Bobinas superconductoras (SMES)

De cualquier modo, el principal atractivo de aplicación de estos sistemas debe ser la futura utilización en las redes comerciales de distribución de energía eléctrica, sobre todo para el aplanamiento de la curva de demanda mediante descargas de energía en los períodos punta.

Como comentario final, resaltar que los superconductores están siendo utilizados en la actualidad más como dispositivos limitadores de corriente y de almacenamiento de energía (ya están compitiendo con los sistemas convencionales incluso en aspectos económicos) que como conductores de la red eléctrica. El siguiente paso es el que aquí proponemos.

CAPÍTULO 8

MICRORREDES

1. Definición: una nueva forma de concebir la Red Eléctrica del futuro
2. Componentes de una microrred
3. Configuración, especificaciones y operación de microrredes
4. Beneficios potenciales

1. DEFINICIÓN: UNA NUEVA FORMA DE CONCEBIR LA RED ELÉCTRICA DEL FUTURO

Las energías renovables son elementos fundamentales en el modelo energético sostenible del futuro. Sin embargo, como ya hemos visto a lo largo de capítulos anteriores, presentan los inconvenientes de su carácter irregular y baja previsibilidad.

Comprobaremos como a través de una buena planificación de sus elementos y una gestión inteligente, mediante la microrred, se facilita la integración eficiente de las energías renovables en las redes eléctricas, contribuyendo a su estabilidad e introduciendo nuevas posibilidades de negocio a los diferentes actores.

Podemos definir la microrred como una agregación de cargas y microgeneradores operando como un sistema único que suministre tanto energía eléctrica como térmica. Una microrred podrá comportarse como una pequeña fuente de energía o como un proveedor de servicios complementarios para la red de distribución.

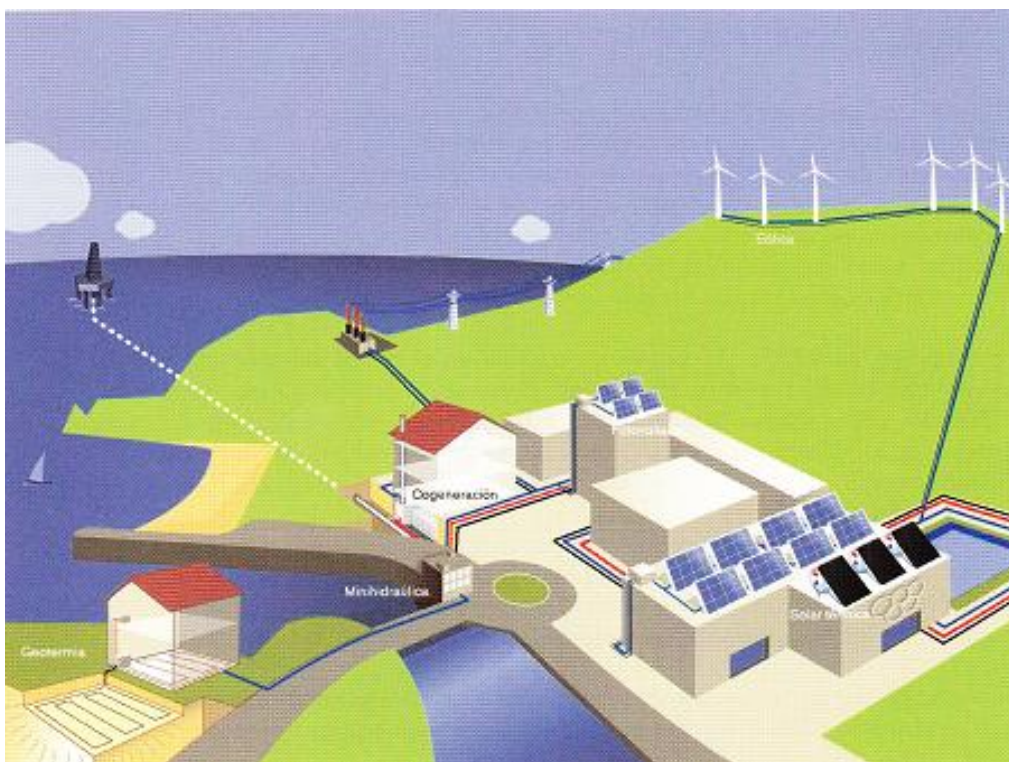


Fig.1. Recreación del concepto de microrred

Se denominará microrred eléctrica al sistema formado por fuentes de generación, equipos de almacenamiento y cargas conectadas eléctricamente, que puede funcionar tanto conectado al sistema principal como aislado del mismo. El

funcionamiento en modo isla puede resultar de gran utilidad en caso de perturbaciones eléctricas, controlándose como un sistema agregado por el operador del sistema y en el que hay que planificar y gestionar la energía generada y consumida.

Parte de los generadores que integran una microrred suelen ser unidades de cogeneración. La generación y aprovechamiento conjunto de electricidad y calor permite maximizar el rendimiento y la eficiencia energética globales. Estas microrredes que incorporan aspectos térmicos y eléctricos se pueden utilizar tanto en aplicaciones industriales, como comerciales y residenciales. Un buen ejemplo de este caso es el acondicionamiento o climatización de espacios cerrados.

El concepto general de microrred, entendido como un sistema eléctrico de pequeño tamaño, se concibe asociado a localizaciones remotas en las que la electrificación no era viable desde un punto de vista:

- Técnico: incapacidad de atender la demanda de energía eléctrica en países con bajo índice de electrificación.
- Medioambiental: restricciones a la conexión entre el sistema eléctrico y el punto final de consumo.
- Económico: inversiones necesarias excesivas para llevar a cabo la conexión al sistema de un punto de suministro.

Desde un punto de vista técnico, para poder definir una parte de la red de distribución como microrred es necesario que cumpla tres requisitos fundamentales:

- Fuentes de generación/almacenamiento eléctrico/térmico cercanas a las cargas.
- Necesaria la participación de cierta inteligencia y control para gestionar la energía que se produce de forma local.
- Posibilidad de funcionamiento en modo aislado.

Cabe indicar que el funcionamiento en modo isla no depende únicamente de condiciones tecnológicas (interruptor estático, dimensionamiento y control, etc.), sino también de obligaciones legales, normativas y de seguridad. Una posible representación esquemática del sistema eléctrico de microrredes y su integración en la red eléctrica de distribución podría ser la siguiente:

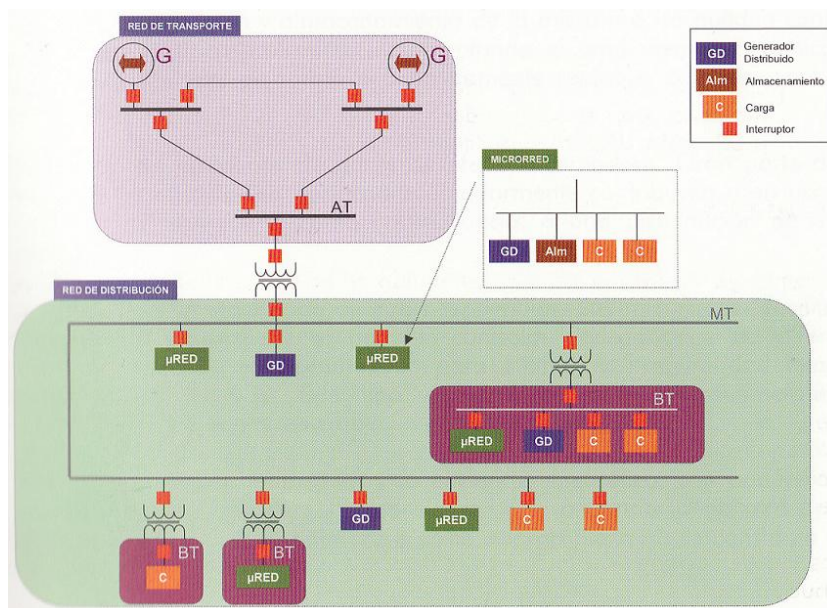


Fig. 2. Esquema eléctrico de la microrred e integración en la red eléctrica

Como último apunte, cabe resaltar las diferentes concepciones existentes de microrred en EEUU, Europa y Japón. Un mismo ejemplo de microrred con componentes y características semejantes puede responder a criterios de diseño y prioridades diferentes:

- EEUU:
 - ✓ Reducción de costes de energía en escenarios de precios altos.
 - ✓ Mejora en la fiabilidad del suministro por razones de seguridad.
 - ✓ Rapidez de implantación de pequeñas instalaciones sujetas a menores trámites y restricciones con respecto a plantas convencionales de mayor tamaño.
- Europa:
 - ✓ Reducción de los costes de energía.
 - ✓ Descenso en los niveles de consumo de CO₂.
 - ✓ Solución para el suministro eléctrico de zonas rurales o con deficiente electrificación sin necesidad de inversiones extensivas de capital.
- Japón:
 - ✓ Descenso en los niveles de emisiones de CO₂.
 - ✓ Diversificación de fuentes de energía.

Como se puede ver, aunque el fin parezca distinto el trasfondo es muy similar y las ventajas que se pueden obtener mediante el uso de esta tecnología son aplicables a cualquier modelo que trate de maximizar la eficiencia energética de un sistema térmico y/o eléctrico.

2. COMPONENTES DE UNA MICRORRED

En este apartado se pretende dar una visión general de los diferentes recursos y componentes de generación térmica y eléctrica que pueden componer una microrred, así como de los sistemas de almacenamiento existentes hoy en día, que ya hemos visto en el capítulo anterior y que permiten gestionar la microrred de una manera más flexible.

La manera en la que vamos a estudiar los componentes de una microrred es diferenciando entre los recursos energéticos primarios que se pueden aprovechar, componentes para su captación o generación y, por último, componentes para la conexión al sistema.

Lo veremos mejor mediante una tabla que, posteriormente, desglosaremos:

RECURSO ENERGÉTICO	COMPONENTES DE GENERACIÓN		COMPONENTES DE CONEXIÓN	
	ELÉCTRICA	TÉRMICA	ELÉCTRICA	TÉRMICA
Combustibles fósiles	Motor alternativo	Motor alternativo	Transformador	Intercambiador
	Turbina de gas	Turbina de gas		
	Turbina de vapor	Turbina de vapor		
	Motor stirling	Motor stirling		
Combustibles residuales	Microturbina	Microturbina		
Energía hidráulica	Turbina hidráulica		Transformador	
Energía solar	Célula fotovoltaica	Captador térmico	Inversor	Acumulador
			Transformador	Intercambiador
Energía eólica	Aerogenerador		Transformador	
Biomasa	Horno + turbina de vapor	Horno + Caldera	Transformador	Intercambiador
Hidrógeno	Pila de combustible		Inversor	
			Transformador	
Energía marina	Turbina hidráulica		Transformador	
	Motor hidráulico			
Energía geotérmica	Turbina de vapor	Bomba de calor	Transformador	Transformador
	(alta y media temperatura)	(baja temperatura)		

Tabla 1: Clasificación de tecnologías de generación y almacenamiento

➤ Recursos energéticos primarios

Las fuentes primarias de energía son aquellos recursos naturales que están disponibles en la naturaleza sin haber sufrido un proceso previo de transformación energética. Pueden utilizarse de manera directa o requerir un proceso complementario. Se pueden distinguir dos tipos principales:

▪ Combustibles fósiles:

- ✓ Recursos agotables que requieren un proceso de extracción previa a su uso.
- ✓ Son el petróleo, el carbón, el gas natural, etc.

- **Energías renovables:**

- ✓ Recursos inagotables que están disponibles de forma directa.
- ✓ Dentro de este grupo se encuentran la energía hidráulica, eólica, solar, geotérmica, marina, biomasa e incluso el tratamiento de RSU (Residuos Sólidos Urbanos).

- **Componentes de generación**

- **Motor alternativo:**

- ✓ Los motores alternativos de combustión interna son motores térmicos que utilizan los gases resultantes de la combustión de un combustible fósil para empujar un émbolo o pistón que se desplaza en el interior de un cilindro, haciendo girar un cigüeñal y obteniendo un movimiento de rotación.
- ✓ En función del encendido se clasifican en: motor Otto (encendido provocado por una bujía) o motor Diesel (encendido por compresión).
- ✓ Actualmente se están desarrollando para su aplicación en los sectores residencial y terciario a través de pequeñas plantas de cogeneración (microcogeneración).

- **Motor Stirling:**

- ✓ Es un motor térmico basado en el trabajo realizado por la expansión y contracción de un gas obligado a seguir un ciclo de enfriamiento en un foco frío (con su consiguiente contracción) y de calentamiento en un foco caliente (consecuente expansión). Por tanto, es necesaria la diferencia de temperaturas entre los focos.
- ✓ Al ser necesaria una sola fuente de calor externa al cilindro es posible usar variedad de fuentes energéticas.
- ✓ Actualmente se encuentra en desarrollo, por lo que aún resultan motores muy caros al fabricarse pocas unidades. No está resultando una tecnología tan prometedora como parecía.

- **Turbina de vapor:**

- ✓ Consiste en la conversión de la energía a alta presión y temperatura en energía mecánica y electricidad mediante expansión directa de la turbina.
- ✓ Su rendimiento es bajo.
- ✓ Se emplea principalmente en grandes centrales térmicas.

- **Turbina de gas:**

- ✓ La energía mecánica se desarrolla al expandir el gas caliente.
- ✓ El aire comprimido se mezcla con combustible y se quema bajo condiciones de presión constante.
- ✓ El tamaño de las turbinas puede ser de hasta 500 MW para producción de energía eléctrica en centrales. Puede variar entre 0,25 MW (microturbina) y 50 MW para generación distribuida.
- ✓ Si se consigue hacer pasar los gases de escape por un recuperador de calor se obtiene vapor, que puede alimentar una turbina de vapor, elevándose el rendimiento en lo que se denomina ciclo combinado.

- **Microturbina de gas:**

- ✓ Son turbinas de pequeño tamaño (de 25 a 500 kW) que giran a gran velocidad angular.
- ✓ Es una tecnología de baja potencia que permite obtener calor y electricidad para cogeneración industrial y comercial.
- ✓ Tienen aplicación directa en generación distribuida, tanto como elementos independientes de generación como integrantes de instalaciones híbridas con pilas de combustible, vehículo eléctrico, etc.
- ✓ Aunque originariamente han sido utilizadas en el sector aeronáutico, en la actualidad, en EEUU, están experimentando un gran desarrollo para potencias inferiores a 200 kW.

- **Turbina hidráulica:**

- ✓ Se basa en el aprovechamiento de la diferencia de altura para utilizar la energía de un potencial hidráulico para mover una turbina y, con su generador, producir electricidad.
- ✓ Los tres tipos más habituales son Pelton, Kaplan y Francis. Para microcentrales se emplean las Ossberger y las Turgo.
- ✓ Es posible utilizar una central hidroeléctrica como sistema de almacenamiento de electricidad, haciendo trasvases de agua entre los depósitos a diferente altura, obteniéndose un beneficio económico cuando dichos trasvases se efectúan en períodos horarios con precio diferente.

- **Aerogenerador:**

- ✓ Se trata de un generador eléctrico movido por una turbina accionada por unos álabes, movidos a su vez por el viento. La energía cinética del aire se aprovecha para mover un rotor hélice. El

rotor hélice hace girar el rotor de un generador mediante un sistema de transmisión mecánico, convirtiendo energía rotacional en energía eléctrica.

- ✓ A pesar de ser bastante fiables, suelen incluir sistemas de almacenamiento (baterías eléctricas) donde se almacenan los excedentes de energía para cuando no existe disponibilidad de recursos eólicos.
- ✓ La aplicación de la energía minieólica es cada vez mayor, existiendo nuevos diseños destinados a su integración arquitectónica en edificios (aerogeneradores de eje horizontal).

▪ **Captador solar térmico:**

- ✓ La energía procedente de la radiación solar se transfiere a un fluido (generalmente agua) en forma de calor, que puede ser utilizado directamente o convertido en electricidad (centrales termoeléctricas).
- ✓ En función de la temperatura máxima que alcanza el fluido se pueden distinguir tres tipos de sistemas: de baja temperatura (por debajo de $100\text{ }^{\circ}\text{C}$), media (temperaturas entre 100 y $300\text{ }^{\circ}\text{C}$) y alta temperatura (superiores a $300\text{ }^{\circ}\text{C}$).
- ✓ Existen 4 tipos de captadores, como observamos en la siguiente figura:

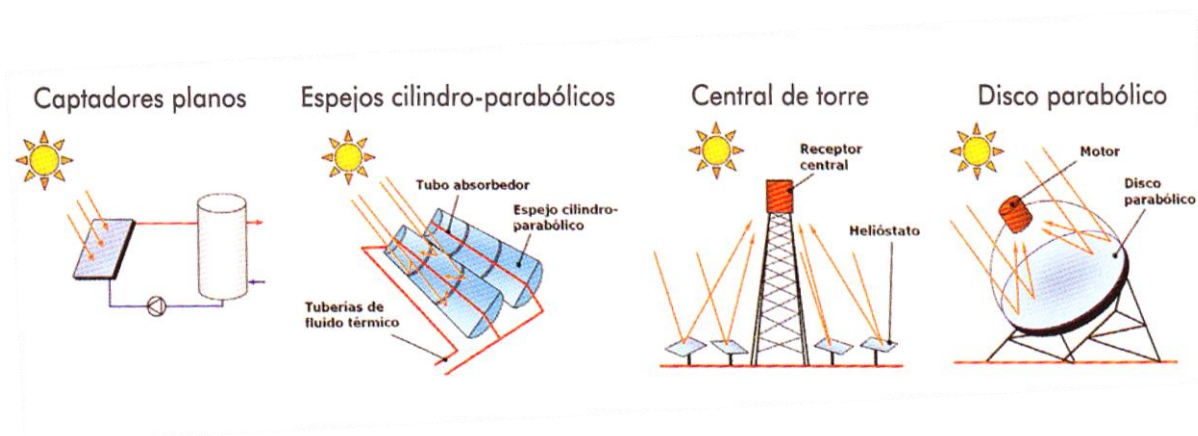


Fig. 3: Ilustración sobre tipos de captadores solares térmicos

▪ **Células fotovoltaicas:**

- ✓ El efecto fotovoltaico convierte la energía del sol en electricidad en el interior de las células fotovoltaicas.
- ✓ Esta tecnología ha sido implementada de forma habitual en localizaciones remotas conocidas como “huertas solares”, que en los últimos años han experimentado un gran crecimiento gracias a unas muy favorables condiciones de retribución. Sin embargo, cada vez es

también más habitual encontrar paneles fotovoltaicos integrados en edificios industriales, comerciales y residenciales.

- ✓ Generalmente se utilizan células de silicio en forma monocristalina (cuota de mercado cercana al 60%), policristalina (30% del total) o amorfa (5%). Estas últimas son las de menor coste, pero también las de rendimiento más pobre.

▪ **Pila de combustible:**

- ✓ Transforman energía química de un combustible rico en hidrógeno en electricidad, agua y calor.
- ✓ Aunque se trata de una tecnología que aún se encuentra en fase experimental, tiene un interesante potencial de desarrollo, ya que posee altas eficiencias y un bajo impacto medioambiental.
- ✓ Se diferencian también según el rango de temperatura según: baja temperatura (60-130 °C), media (160-220 °C) y alta temperatura (600-1000 °C).
- ✓ Los principales inconvenientes son el elevado coste que aún supone esta tecnología (inviabilidad para comercialización) y la limitada vida útil debido a la rápida degradación del electrolito.

▪ **Energía marina:**

- ✓ Consiste en el aprovechamiento de la energía cinética de las olas (undimotriz), el desnivel de las mareas (mareomotriz) y el gradiente de temperatura a diferentes profundidades (maremotérmica).
- ✓ Tiene, hoy en día, un bajo nivel de desarrollo tecnológico debido a los elevados costes de inversión que representan.

▪ **Energía geotérmica:**

- ✓ El modo de aprovechar la energía acumulada en el terreno consiste en hacer circular agua o vapor a su través, transportando así el calor almacenado en las zonas calientes hasta la superficie.
- ✓ Se trata de una tecnología poco extendida. Actualmente sólo se explotan los yacimientos de baja temperatura.
- ✓ En función de la temperatura del fluido se pueden generar procesos para la producción directa de electricidad a nivel industrial o doméstico.

Para concluir este apartado, presentamos un resumen comparativo de las características de los principales componentes a través de la siguiente tabla:



	ESTADO COMERCIAL	POTENCIA ELÉCTRICA	EFICIENCIA ELÉCTRICA (%)	EFICIENCIA TÉRMICA (%)	VIDA ÚTIL (años)
MOTOR ALTERNATIVO	Disponible	50 kW - 5 MW	23 - 45	45 - 50	20 - 30
MOTOR DIESEL	Disponible	50 kW - 5 MW	28 - 50	45 - 50	20 - 30
MOTOR STIRLING	En desarrollo	0,01 - 500 kW	15 - 30		
TURBINA DE VAPOR	Disponible	400 kW - 300 MW	15 - 45		> 50
TURBINA DE GAS	Disponible	250 kW - 50 MW	32 - 46	45 - 55	20
MICROTURBINA	Algunos modelos comerciales	25-500 kW	15 - 30	50 - 60	10
TURBINA HIDRÁULICA	Disponible	Hasta 10 MW	60 - 95		25 - 40
AEROGENERADOR	Disponible	< 1 - 200 kW	15 - 45		20 - 40
CAPTADOR SOLAR	Disponible	0,5 - 1 kW/m ²		25 - 70	20 - 25
DISCO PARÁBOLICO	Prototipos y Pilotajes	5 - 50 kW	25 - 30	15 - 30	
CÉLULA FOTOVOLTAICA	Disponible	Módulos de 5 - 250 W	Hasta 24%		> 30

Tabla 2: Resumen de características de las tecnologías de generación

3. CONFIGURACIÓN, ESPECIFICACIONES Y OPERACIÓN DE MICRORREDES

Una vez definidos todos los componentes que toman parte en las microrredes pasamos a explicar el funcionamiento de las mismas.

Se entiende por operación de una microrred la gestión, el funcionamiento y actuación de los diferentes componentes que conforman la microrred, vistos anteriormente.

Actualmente, las microrredes pueden operarse:

➤ **Aisladas:**

- Aquéllas a las que no llega el tendido eléctrico y llevar el suministro hasta los puntos de consumo resulta una inversión muy elevada o que, directamente, es inviable por su naturaleza.
- En el caso de funcionamiento aislado de la red eléctrica general, la consigna de operación de las unidades de cogeneración suele ser de carácter eléctrico, siendo la producción térmica función de la eléctrica.
- El objetivo principal en este caso será cubrir las cargas térmicas de los consumidores y/o vender electricidad y servicios al operador del sistema.

➤ **Conectadas:**

- Son las microrredes que funcionan normalmente conectadas a la red de pero que, ante perturbaciones producidas en la red de distribución, se desconectan de ella para garantizar la calidad de suministro a sus clientes.
- Cuando la microrred opera interconectada con la red, la consigna de operación de las unidades de cogeneración suele estar marcada por la demanda de calor de la instalación, quedando la producción eléctrica supeditada a dicha demanda.
- El objetivo principal será abastecer eléctrica y térmicamente los equipos de consumo que se encuentren conectados a ella.

El modo de funcionamiento normal se asume que es en modo conectado para aprovechar la estabilidad del sistema eléctrico y operar la microrred bajo criterios económicos (compra-venta de energía). Sólo cuando se observen problemas se procede a la desconexión controlada y pasa a modo de operación en isla. Una vez solventados estos problemas, la microrred vuelve a conectarse a la red convencional.

En el supuesto más exigente, que sería el de capacidad de operación continuada en modo isla, los componentes de producción de energía eléctrica y los dispositivos de almacenamiento deben ser capaces de mantener adecuadamente el equilibrio interno, proporcionando energía eléctrica con los requisitos de calidad de

suministro adecuados y pudiendo realizar las transiciones entre un modo y otro de forma controlada.

Sin embargo, si atendemos a la realidad y reflejamos en la microrred los sistemas eléctricos implantados (los grupos electrógenos son los que cubren los consumos básicos en caso de contingencia), podemos introducir algunas modificaciones que permitirían a la microrred tener un modo de funcionamiento más laxo:

- ✓ Las exigencias técnicas de los equipos integrados en la microrred serán menores, ya que los sistemas aislados son, habitualmente de menor potencia. La normativa relaja los requisitos de calidad de suministro.
- ✓ No es indispensable la totalidad del consumo eléctrico ya que determinados usos de la energía pueden diferir en el tiempo y otros incluso ser prescindibles en condiciones especiales. La microrred sí debe ser capaz de discernir la demanda de alta prioridad y se ocuparía de garantizar su suministro.
- ✓ La disponibilidad de energía primaria es limitada y la microrred sobrevive de manera aislada durante un tiempo finito.

Como se puede observar, para estas tres modificaciones en el modo de funcionamiento de la microrred no es posible garantizar el suministro eléctrico a la totalidad de los consumidores. Es pues, un modelo válido únicamente para microrredes en modo de operación conectado a la red.

Es necesario también especificar la topología de la red que, siguiendo el patrón normal de los sistemas eléctricos tradicionales, puede ser:

- **Radial:** la conectividad eléctrica de la microrred se establece como las ramas de un árbol y sólo hay un camino entre dos puntos.
- **Mallada:** La microrred dispone de múltiples líneas que conectan entre sí dos puntos de la misma.

La topología de red debería ser mallada en aquellas líneas que conecten puntos de suministro donde los requisitos de calidad y seguridad de suministro primen sobre el resto. Esta situación se da en la red de transporte de Muy Alta Tensión pero, como hemos comentado ya en varias ocasiones, la microrred se centra principalmente en el ámbito de las redes de distribución. Por tanto podríamos hablar de microrredes de topología principalmente radial. Sin embargo, con ello no aseguraríamos una fiabilidad suficiente para toda la red, por lo que una combinación de ambas podría ser interesante. La elección de uno u otro modelo supone un impacto considerable en la operación y diseño de la microrred.

En lo que se refiere al modo de control de la microrred hay que distinguir entre:

- **Control Principal Físico:** Mediante un equipo de generación o almacenamiento, con una potencia suficientemente grande que garantice la estabilidad instantánea del equilibrio entre generación y consumo.
- **Control Principal Virtual:** El equipo que se encarga de guiar la estabilidad no es único, un sistema de control externo coordina en tiempo real un número limitado de componentes que operan de manera acoplada, como si fuesen un único componente generador o de almacenamiento. Es un sistema más complejo que el anterior.
- **Control Distribuido:** Cada equipo de producción de energía eléctrica dispone de su propia lógica local y un conjunto de componentes reacciona de manera congruente (y estandarizada) con el resto. Un sistema de control paralelo se ocupa posteriormente de reajustar los parámetros individuales de cada unidad según el criterio establecido.

Un diseño razonable de la microrred pasaría por una combinación de los anteriores. La operación normal debería estar basada en un control distribuido pero, por otro lado, las situaciones especiales requerirían la introducción de un equipo de importante tamaño relativo para suavizar determinadas transiciones.

La ventaja fundamental del control distribuido es que posibilita la conexión y desconexión de los equipos de manera mucho más limpia, consiguiendo un escenario muy parecido al “plug and play” que se pretende aplicar para el vehículo eléctrico (y que veremos en el próximo capítulo).

A continuación pasamos a resumir las especificaciones básicas de la microrred, haciendo hincapié en los aspectos más relevantes:

- **Modelo de negocio con el que opera la microrred:**
 - Hoy en día, en España, dada la existencia de incentivos a la energía eléctrica proveniente de las fuentes de generación catalogadas como de régimen especial y su venta al proveedor del mercado (RD661/2007), el modelo de negocio más rentable es el que resulta de operar los generadores de alta eficiencia de la microrred siguiendo la demanda térmica no cubierta por las energías renovables y vender la energía resultante al operador de red al que está conectada la microrred.
 - Una posibilidad que habría que estudiar sería la de agregar las fuentes de generación de la microrred para ofertar la electricidad producida en el pool (mercado eléctrico) en lugar de venderla a tarifa. Para ello, sería necesaria

la agregación de dicha generación para poder alcanzar el volumen necesario.

➤ **Estimación de la carga eléctrica y térmica a suministrar:**

- Se deben estimar cuáles serán los consumos de energía térmica y eléctrica, analizando los porcentajes que se quieren cubrir. Debido a las tecnologías de cogeneración, la generación térmica y eléctrica está directamente relacionada.
- En este sentido, se deberá determinar si va a ser el consumo térmico quien guíe la generación de electricidad o si será la necesidad de electricidad la que condicione la generación de calor.
- El gestor de la microrred y los equipos de almacenamiento deberán ser los que hagan posible la operación en estas condiciones, así como aportar flexibilidad de funcionamiento a la microrred.
- Una vez decidida la potencia máxima a suministrar, puede ser necesario realizar un estudio de los perfiles de demanda previsibles a lo largo del día, mes y año, teniendo en cuenta las características de las cargas del conjunto.

➤ **Infraestructura eléctrica, potencia y tensión:**

- Los requisitos de la microrred imponen unas características determinadas al punto de interconexión. Por un lado, la potencia máxima de intercambio entre la microrred y la red principal conlleva seleccionar unas tensiones adecuadas. Microrredes de mayor potencia necesitarán puntos de conexión con una mayor tensión y potencia de cortocircuito.
- Se puede considerar la microrred como un elemento inteligente que gestiona los flujos de potencia con la red, minimizando los requisitos del punto de interconexión.
- Siempre que las cargas y los generadores sean controlables, las microrredes permitirán conectar un mayor número de cargas y equipos de generación a un mismo punto de interconexión, sin necesidad de redimensionar dicho punto.

➤ **Componentes del punto de conexión de la microrred con la red eléctrica:**

- Si la microrred está diseñada para funcionamiento combinado o en modo aislado, el componente de unión con la red cobra especial importancia.
- La unión de microrredes a diferentes tensiones se soluciona con un transformador. Si la red funciona a diferente frecuencia o incluso en CC se requiere de equipos más complejos que realicen la conversión entre las diferentes frecuencias.
- Las topologías con cambio de frecuencia son impensables a día de hoy, ya que existen muy pocos elementos que puedan conectarse a redes de

frecuencia diferente a la nominal. Sin embargo, si está justificado por una serie de ventajas futuras, es una alternativa a tener en cuenta.

➤ **Sistema de protecciones:**

- En general, el sistema de protecciones de una red eléctrica se encuentra diseñado para aislar los puntos que se encuentren en falta y redirigir los flujos de potencia por caminos alternativos hasta que se despeje dicha falta (generalmente desenergizando la línea previamente). Es necesario planificar un nuevo sistema de protecciones que permita aislar la línea tanto de la red de suministro como de la propia microrred.
- La operación de los centros de transformación adyacentes debe permitir flujos de potencia inversos para los casos en los que la microrred genera más energía eléctrica de la que está consumiendo en ese momento. Las protecciones instaladas en el centro de transformación (CT) deben estar previstas y tener capacidad de actuación contra estos flujos de carga bidireccionales.
- Obviamente, a la hora de diseñar el nuevo sistema de protecciones bidireccional habrá de hacerse en función de la máxima corriente de cortocircuito (I_{cc}) que pueda darse, tanto para la red de distribución como para la microrred.
- Un problema adicional que se presenta es el de dimensionar las protecciones internas de la microrred, que han de ser capaces de detectar faltas ocasionadas en modos de funcionamiento tan diferentes como son conectada y en modo isla. En caso de que hayan sido dimensionadas para el modo conectado a la red puede que no sean suficientemente sensibles para detectar faltas internas.
- La discriminación entre potencia de suministro y potencia de cortocircuito es el problema más difícil de resolver a día de hoy (junto con el diseño correcto del punto de conexión), ya que podría suceder que alguna falta no se detectase correctamente, con el importante perjuicio para el funcionamiento de la microrred.

➤ **Tomas a tierra:**

- Es otro de los aspectos importantes de seguridad a tener en cuenta. El reglamento español especifica en este sentido que cualquier sistema aislado de la red no puede compartir su sistema de tierras con el de la red principal (ITC-40). De esta forma, si la microrred se aísla de la red, su toma de tierra ha de ser independiente de la red principal.
- A la hora de escoger un sistema de protección para la microrred hay que tener en cuenta los siguientes aspectos:
 - ✓ Si la continuidad de suministro es el aspecto más importante, el más adecuado sería el esquema con neutro aislado (IT), ya que se puede detectar una falta sin que el suministro se vea interrumpido.

- ✓ Si la seguridad del personal y de los equipos es el punto más importante el sistema más adecuado sería el de neutro unido a tierra (TT). Este caso es, por motivos obvios, el más conveniente.

Por último vamos a hacer hincapié en tres de los aspectos fundamentales que tienen que ver con la operación de microrredes: el equilibrio generación-consumo, despacho económico y generación de la demanda y, por último, consignas de operación de la microrred en modo de funcionamiento aislado. Se detallan a continuación:

➤ **Equilibrio generación-consumo**

- En cualquier sistema eléctrico, los desequilibrios instantáneos entre generación y demanda son compensados automáticamente por los reguladores de velocidad de los equipos. En un sistema eléctrico convencional la potencia de los equipos es de tal magnitud que la desconexión repentina de cualquiera de ellos apenas supone consecuencias, pero un sistema aislado puede crear graves anomalías.
- Si la microrred está orientada a un funcionamiento conectado en condiciones normales, los desequilibrios entre energía producida y consumida son absorbidos y compensados por la red eléctrica.
- Una microrred que funcione en modo aislado debe contar con los mecanismos de control necesarios para garantizar el equilibrio entre generación y demanda de energía eléctrica. Dichos mecanismos son innecesarios, obviamente, si el funcionamiento en modo isla no se contempla.
- Si se admite modo aislado se debe optar entre sobredimensionar los equipos (asumiendo costes más elevados) o permitir mayores rangos de variación en los parámetros que definen el suministro eléctrico, incorporando esquemas de desconexión selectiva de consumos no prioritarios en situaciones límite.

➤ **Optimización del despacho económico y gestión de la demanda:**

- El balance entre generación y consumo asegura la viabilidad bajo criterios técnicos de operación. Sin embargo, puede que la forma en que se esté operando no sea óptima.
- El despacho económico de centrales obtiene la combinación que permite satisfacer las necesidades de todos los consumidores de forma más eficiente para el sistema.
- Ya que el escenario futuro camina hacia la participación de todos los productores y consumidores en el sistema, si cada instalación de generación conociese sus propios costes y los trasladase al operador, se podrían combinar todos los recursos de generación disponibles de la forma económicamente más adecuada.

- De la misma manera, dentro de la microrred se deben coordinar la operación de sus sistemas de generación instalados con el máximo aprovechamiento de las fuentes renovables (obviamente serán los sistemas de generación más baratos).
- Los mecanismos de gestión de la demanda se incorporan en la optimización de la operación de las microrredes de manera natural, ya que los sistemas de comunicación avanzados permiten la introducción del consumo como un recurso controlable adicional.

➤ **Consignas de operación de la microrred en modo de funcionamiento aislado:**

- La inteligencia incorporada a los sistemas de gestión deben responder a obtener el funcionamiento de la microrred con el máximo rendimiento.
- Desde este punto de vista, se puede elaborar una hipótesis de gestión de la microrred con el objetivo de optimizar los recursos:
 - 1) Dar preferencia a la generación considerada de origen renovable, que será la primera en abastecer la demanda de las cargas.
 - 2) En el caso de que la generación de origen renovable disponible sea superior a la potencia demandada por las cargas, se hará que los sistemas de almacenamiento funcionen en su modo de carga, consumiendo así el excedente de potencia generada por las fuentes renovables.
 - 3) Si las fuentes de generación renovables no son capaces de abastecer por sí mismas a las cargas en ese momento conectadas a la microrred, la energía almacenada pasará a devolverse a la microrred.
 - 4) Una vez que la demanda por parte de las cargas no pueda ser abastecida mediante la energía renovable generada más la almacenada, se pondrán en funcionamiento los sistemas de generación basados en materias primas no renovables (con un coste variable de combustible).
- Finalmente indicar que estas prioridades de actuación son válidas para funcionamiento en modo aislado. Como hemos venido comentando a lo largo del capítulo, para un funcionamiento mixto habría que introducir una nueva variable, que sería los excedentes de energía que se vierten a la red una vez satisfechas la totalidad de las cargas de la microrred. La diferencia de precio del kWh en función del período en el que se genera la energía y que se vende a la red introduce un nuevo parámetro de cálculo que habría de tenerse en cuenta a la hora de optimizar todos los componentes de la microrred.



Con esto quedarían repasados todos los aspectos relacionados con la configuración, operativa y gestión de microrredes. Sin embargo, procede resaltar algunas cuestiones que quedan sin respuesta o resueltas solo en parte y que requieren de un análisis más detallado, las cuales veremos en la última parte del capítulo, en el apartado de beneficios e inconvenientes.

4. BENEFICIOS POTENCIALES

La operación de la red eléctrica y de las fuentes de generación, almacenamiento y carga como microrredes facilita la consecución de muchos de los objetivos que se persiguen con la implantación de la smart grid. Es, de hecho, una de las tecnologías más importantes de las que se dispone en la actualidad.

La mayoría de las barreras necesarias para la operatividad de las microrredes ya está superada hoy en día y, algunas de las que aún suponen un obstáculo a su desarrollo, están en camino de poder ser salvadas satisfactoriamente.

Para cerrar el capítulo es necesario resaltar algunos de los beneficios que pueden aportar las microrredes al conjunto de la smart grid. Haremos un resumen de ellos explicando las **ventajas reales y potenciales** que pueden aportar. Dividimos en cuatro grandes grupos:

➤ **Herramienta de eficiencia energética:**

- Para maximizar el beneficio de las microrredes es fundamental la operación óptima de las fuentes de generación y almacenamiento para satisfacer la demanda térmica y eléctrica, así como el máximo aprovechamiento de la energía térmica producida en la generación de electricidad.
- La conjunción de estas dos formas de energía no sólo aumentan el rendimiento de los generadores, sino que además favorece que su instalación y explotación puedan ser viables económicamente en ciertos escenarios.
- La existencia de una regulación que prima, a través de revisiones trimestrales, la inyección de electricidad generada por fuentes de energía clasificadas como de régimen especial a la red de distribución es otro de los parámetros a tener en cuenta a la hora de maximizar el beneficio económico.
- Los sistemas CHP (Combined Heat and Power) en los que se genera electricidad y calor y la trigeneración (CHCP – Combined Cool, Heat and Power), en los se genera electricidad, calor y frío, suponen un importante aumento de la eficiencia energética, logrando rendimientos globales cercanos al 85% en los CHP e incluso por encima del 90% en trigeneración por aprovechamiento del calor y frío residuales.

➤ **Reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero:**

- Conviene resaltar que la microrred, entendida como agregación y operación controlada de fuentes de generación y almacenamiento térmico y eléctrico, con o sin capacidad de funcionamiento en isla, no garantiza por sí sola la reducción de emisiones de efecto invernadero de forma inmediata.

- Sí lo hace una cuidadosa elección de las tecnologías de generación y almacenamiento térmico y eléctrico más idóneas (fuentes de alta eficiencia como la cogeneración, trigeneración y las fuentes de energía renovables), así como la operación de la microrred dando prioridad a los criterios antes descritos de sostenibilidad.
- Las microrredes facilitan la penetración de energías renovables al permitir controlar agregaciones de diferentes fuentes y sistemas de almacenamiento, resolviendo gran parte de los problemas de variabilidad e irregularidad temporal inherentes a las mismas.
- Para calcular las emisiones en el caso de una microrred (supuestas la demanda térmica y eléctrica similar al sistema eléctrico convencional) habría que sumar las emisiones producidas por todos los generadores térmicos y eléctricos en función de la energía primaria consumida, cada una de las cuales tiene una tasa de emisiones de gases determinada. Si es preciso comprar energía a la red de distribución se estimará la emisión correspondiente a la energía comprada.

➤ **Gestión y optimización económica:**

- Para optimizar el funcionamiento de una microrred es preciso planificar e implementar, en cada caso, el conjunto de equipos y el sistema de operación y control para asegurar una infraestructura ventajosa en relación al sistema eléctrico convencional.
- A la hora de realizar la inversión en una microrred es necesario comparar los siguientes criterios con otras inversiones alternativas, a considerar:
 - ✓ La valoración de las necesidades energéticas.
 - ✓ Características de los equipos de generación y almacenamiento.
 - ✓ La valoración de compra y venta de la energía excedentaria a la red.
 - ✓ La eficiencia global obtenida.
 - ✓ Los niveles de emisiones de gases de efecto invernadero.
- Una opción muy favorable la constituyen las aplicaciones residenciales en edificios, ya que la energía generada puede ser empleada para consumo propio o vendida a la red en función de la situación del mercado en cada momento (requisitos económicos) o de las necesidades de la calidad de suministro (requisitos técnicos).
- Las necesidades de agua caliente sanitaria, calefacción o aire acondicionado pueden ser cubiertas ampliamente por la energía térmica producida mediante sistemas de alta eficiencia (cogeneración y trigeneración) o por fuentes de energía renovables (solar térmica o geotérmica), aunque estas últimas menos eficientes y, a día de hoy, más caras.
- Por último y, puesto que la microrred contempla un control inteligente aplicable también a la desconexión de determinadas cargas en coordinación con sus elementos de generación y almacenamiento, se pueden incorporar

las técnicas de gestión de la demanda eléctrica descritas en capítulos anteriores.

➤ **Disminución de pérdidas eléctricas en transporte y distribución:**

- Una de las grandes ventajas de las microrredes respecto a los sistemas centralizados convencionales es su carácter local.
- En las microrredes, una parte de la energía se produce y se consume en el mismo punto, mientras que en los sistemas centralizados la energía debe viajar por la red (en ocasiones largas distancias) y sufrir varias transformaciones, con sus rendimientos particulares, antes de llegar al usuario final.
- Esa fracción de energía que se desperdicia en forma de pérdidas en el cableado por efecto Joule, entre el 4 y el 5%, no se derrocha con la tecnología de microrredes, por lo que es un beneficio notable a tener en cuenta con respecto a los sistemas eléctricos convencionales.

Estos son los principales beneficios identificados que puede aportar la tecnología de microrredes a la smart grid.

Sin embargo, también existen algunos **inconvenientes** con respecto a los sistemas convencionales, los cuales desencadenan una serie de desventajas (en muchos casos cualitativas) a la hora de poner en marcha la tecnología de microrredes y que se traducen en las siguientes cuestiones diferenciadas según:

- Aspectos comerciales: el excedente de producción de energía eléctrica...
 - ✓ ¿Cómo se comercializa?
 - ✓ ¿Existe un único gestor responsable de la operación de la microrred?
 - ✓ Si fuesen varios, ¿existen intereses contrapuestos?
- Aspectos técnicos: Se debe establecer una jerarquía de control clara y definida que disipe cualquier duda respecto de la prevalencia de una consigna sobre otras...
 - ✓ Si concurren varios comercializadores y existen incompatibilidades desde el punto de vista de operación de la red, ¿qué criterio prevalece?
 - ✓ ¿Existe una jerarquía distinta en modo conectado y en modo aislado?
 - ✓ ¿Qué organismo es el encargado de elaborar estándares de conexión?

-
- Aspectos de seguridad: la presencia inadvertida de tensión en un circuito de la microrred supone un riesgo real para las personas...
 - ✓ ¿Quién y cómo se garantiza?
 - ✓ ¿Quién se responsabiliza?
 - ✓ ¿Cómo se compatibilizan las operaciones de mantenimiento, reparación, etc. con un escenario donde los equipos se conectan y se desconectan sin conocimiento previo?

La respuesta a todas estas preguntas no es única y, en gran medida, muchas de ellas responden a casos particulares que deben analizarse por separado. Cada microrred es distinta, los patrones de consumo variarán ligeramente, la implicación de los consumidores no guardará relación con las anteriores, las energías renovables a integrar no serán las mismas en unas que en otras y el sistema eléctrico al que se debe conectar no tendrá siempre la misma topología.

Si bien esto creará un problema a la hora de estandarizar proyectos tipo (fundamental de cara a la aplicación de economías de escala para las empresas distribuidoras) para la implantación en masa de esta tecnología, también puede verse como una nueva oportunidad de desarrollo y optimización. Una vez más, el tiempo dirá.

CAPÍTULO 9

VEHÍCULO ELÉCTRICO

1. Tipos de vehículo eléctrico
2. Tecnología de baterías para VE
3. Escenarios de repostaje
4. Impacto provocado sobre la red eléctrica
5. Beneficios potenciales y objetivos de mejora

1. TIPOS DE VEHÍCULO ELÉCTRICO

El último capítulo de este proyecto lo vamos a dedicar a estudiar el impacto, tanto positivo como negativo, que puede tener el vehículo eléctrico (VE) en la red eléctrica actual.

Para apreciar el potencial de penetración del VE a corto-medio plazo es necesario conocer los datos básicos del parque móvil. Si nos centramos en el mercado español, contamos con casi 30 millones de vehículos, de los cuales 21,7 millones son turismos, 2,3 motocicletas y 5,1 camiones y furgonetas. Estamos hablando que, en comparación con la población (aproximadamente 45 millones de habitantes en el caso de España), 2 de cada 3 habitantes posee un vehículo.

Los problemas que se derivan de estas cifras son de sobra conocidos y, aunque recordados casi diariamente, seguimos sin tener una conciencia clara del problema al que se encamina la sociedad mundial, el denominado “peak-all”, o momento en que la producción mundial de crudo no podrá seguir el nivel de demanda. Cada año se va retrasando más la fecha pero acabará llegando...

En este apartado vamos a desglosar los 3 tipos básicos de vehículos eléctricos (híbridos, enchufables y eléctricos) que podemos encontrar en el mercado, así como los diferentes sistemas de propulsión (tren paralelo, combinado y serie) existentes en la actualidad.

Tipos de vehículos eléctricos:

➤ Vehículo Híbrido Simple (HEV – Hybrid Electric Vehicle):

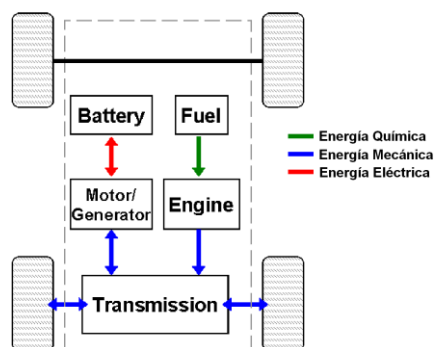


Fig. 1: Detalle del sistema eléctrico del Toyota Prius versión 2010 (izquierda) y esquema de funcionamiento de un vehículo híbrido no recargable (derecha)

- Este tipo de vehículo dispone de un motor de combustión y un pequeño motor/generador eléctrico conectado con una batería.

- El movimiento del vehículo se produce mediante el motor eléctrico en las salidas desde parado (momento en el cual el motor de combustión se muestra menos eficiente) y en los momentos en los que se demanda la máxima potencia.
- El motor de combustión solo se encuentra apagado en las condiciones en las que se esté decelerando, frenando y con el vehículo parado (o saliendo desde parado).
- Mediante el generador (motor funcionando como generador) las baterías se cargan en las frenadas, ofreciendo una deceleración similar a la producida por la retención característica de los motores de combustión.
- En la actualidad, las baterías de este tipo de vehículos en ningún caso son recargadas mediante una fuente de energía externa sino que siempre son cargadas por el generador (motor eléctrico invertido) en deceleraciones y frenadas.
- Existen pocas decenas de modelos de vehículos híbridos en el mercado, cada marca tiene escasamente uno o dos modelos disponibles para los clientes que opten por este tipo de propulsión. Es positivo en cuanto a imagen de marca pero, además, comienzan a ganar terreno a los vehículos de combustión interna (VCI) convencionales y, cada vez más, se tiende a optar por este tipo de vehículos.
- Un ejemplo de funcionamiento de vehículos con motor híbrido podría ser el que se expone en la siguiente tabla:

	MOTOR TÉRMICO	MOTOR ELÉCTRICO / GENERADOR
VEHÍCULO DETENIDO	Parado si la temperatura de funcionamiento y la carga de la batería son suficientes	Parado
ARRANQUE Y ACELERACIÓN	Se pone en marcha automáticamente al pisar el acelerador - Distribución en modo de carga baja	Pone en marcha al motor térmico y suministra potencia para iniciar la marcha
BAJAS VELOCIDADES	Sin combustión - Distribución en modo de mínima retención	Suministra potencia para mantener la marcha
ACELERACIÓN SUAVE	Distribución en modo de mínima retención	El motor no suministra potencia y el generador no carga la batería
ACELERACIÓN FUERTE	Distribución en modo de carga baja	Suministra potencia para aumentar la aceleración
VELOCIDAD DE CRUCERO	Distribución en modo de carga alta	El motor no suministra potencia y el generador no carga la batería
RETENCIÓN / FRENADA	Modo de la distribución según la carga necesaria - Eventualmente, el motor térmico recarga la batería	El generador recarga la batería

Tabla 1: Casos de funcionamiento de un modelo estándar de HEV

- Las ventas de vehículos híbridos aumentan cada año a nivel mundial. Sin ir más lejos, en EEUU las ventas de híbridos han aumentado en el primer trimestre de 2011 cerca de un 35% con respecto al mismo período del año anterior. Es un sector claramente al alza.
- Una de las grandes ventajas de los vehículos híbridos es que permiten aprovechar por encima de un 30% de la energía que generan, mientras que un VCI de gasolina apenas alcanza el 20%.
- Esta mejora de la eficiencia se consigue mediante baterías que almacenan la energía que en los sistemas convencionales de propulsión se pierde, como por ejemplo la energía cinética que se escapa en forma de calor al frenar. Muchos sistemas híbridos permiten recoger y reutilizar esta energía convirtiéndola en energía eléctrica gracias a los llamados frenos regenerativos.

➤ **Vehículo híbrido enchufable (PHEV – Plug-in Hybrid Electric Vehicle):**

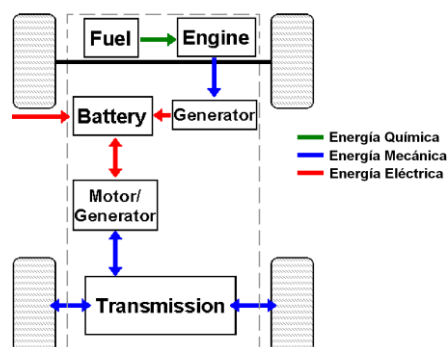


Fig. 2: Detalle del enchufe del Chevrolet Volt (izquierda) y esquema de funcionamiento del vehículo híbrido recargable (derecha)

- Este tipo de vehículo dispone de dos tipos de motor: eléctrico y de combustión.
- El motor de combustión no sirve para impulsar directamente el coche, sino que se utiliza para suministrar energía al generador, el cual produce energía eléctrica para cargar las baterías. Permite aumentar la autonomía en los casos que sea necesario.
- El motor eléctrico es el encargado de mover el vehículo y, además, actúa como otro generador en deceleraciones y frenadas.
- En este tipo de vehículos la batería normalmente se carga conectándose a la red eléctrica mediante un enchufe doméstico monofásico de 230V.
- La autonomía con el sistema eléctrico suele ser de unos 80km. Por lo tanto el funcionamiento de estos vehículos se diferencia en dos etapas:

✓ Eléctrico puro:

- Su funcionamiento es idéntico al del vehículo eléctrico de batería.
- Las baterías suministran energía eléctrica al motor eléctrico y éste impulsa el coche.
- La eficiencia energética en este modo de funcionamiento es idéntica a la del vehículo eléctrico de batería (>40%).

✓ Consumiendo carburante.

- El motor de combustión entrega energía al generador, el cual produce energía eléctrica.
- El motor de combustión trabaja a régimen de giro y carga de combustible constantes, por lo que también produce una potencia constante.
- Esto es debido a que los motores estacionarios obtienen mayores rendimientos (25% si es de gasolina y 30% si es un motor diesel).
- Por lo tanto el encargado de regular la potencia necesaria en cada caso es el sistema eléctrico.

➤ Vehículo eléctrico de batería (BEV – Battery Electric Vehicle):

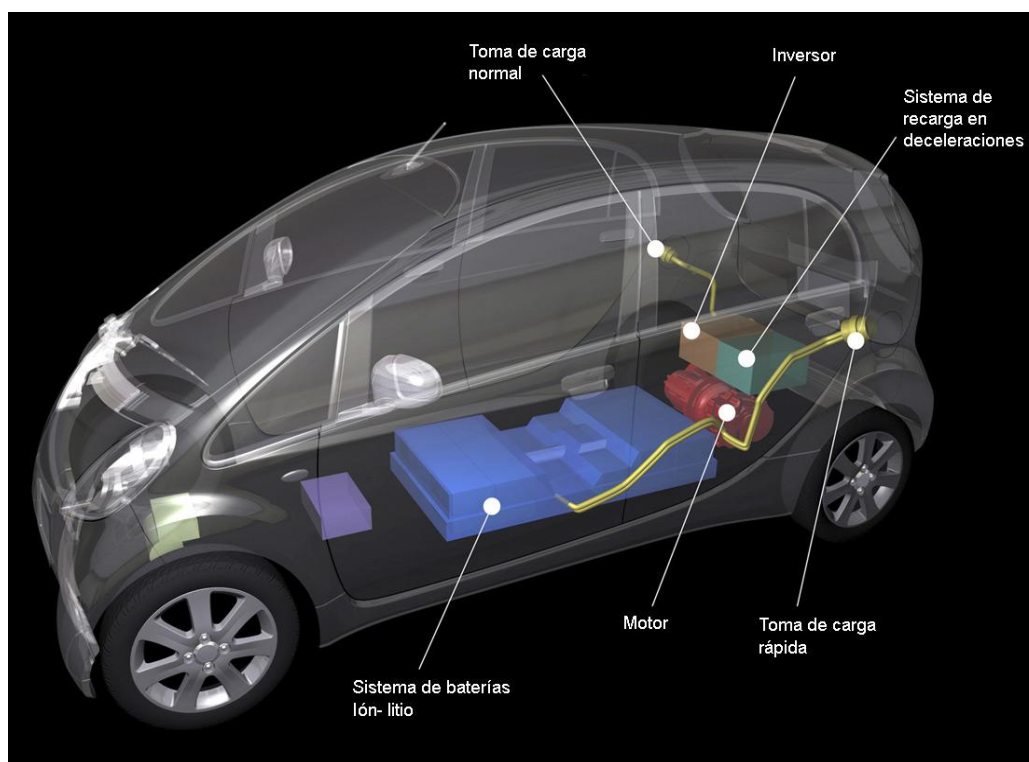


Fig. 3: Esquema eléctrico de un BEV (Mitsubishi i-Miev)

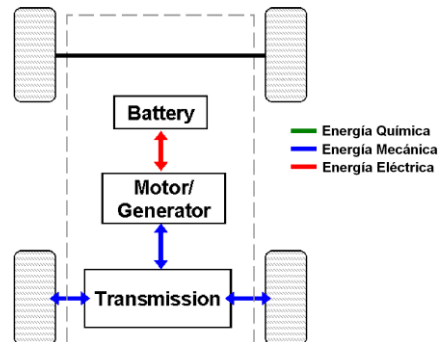


Fig. 4: Punto de recarga en parking de centro comercial (izquierda) y esquema de funcionamiento del vehículo eléctrico de batería

- El vehículo funciona exclusivamente con la energía que le suministra la batería.
- Dispone de una batería donde se almacena la energía eléctrica y un motor eléctrico que transforma la energía eléctrica de las baterías en energía mecánica para mover el vehículo.
- En condiciones de frenada y retención, el motor se convierte en un generador y recarga la batería, por lo que dispone de recuperación.
- El principal obstáculo al que se enfrentan los BEV lo constituyen las baterías:
 - ✓ Limitada capacidad de almacenamiento. Necesario conseguir avances significativos en densidades de energía y reducción de peso, volúmenes y costes.
 - ✓ Tiempos de recarga aún elevados.
 - ✓ Número de ciclos reducido, que redunda en una vida útil de las baterías de aproximadamente 6 a 8 años.
 - ✓ Autonomía limitada. No más de 100-200 kilómetros sin repostar.
- Barreras a la introducción masiva del VE:
 - ✓ Desarrollo de la tecnología de baterías.
 - ✓ Creación y extensión de las infraestructuras, inexistentes actualmente.
 - ✓ Disminución del diferencial de costes del VE con respecto a los vehículos convencionales de combustión interna (precio de compra inicial).
 - ✓ Mejora y expansión de la gama de vehículos ofertados.
- El vehículo eléctrico de batería es el más eficiente y menos contaminante de todos los vehículos estudiados hasta el momento. Sin embargo, también es el que tiene un precio de partida más alto.

	Gasolina	Gasoil
VCI - Vehículo de combustión	15%	18%
HVE - Vehículo híbrido simple	21%	25%
PHEV - Vehículo híbrido recargable	24%	31%
BEV - Vehículo eléctrico	42%	

Tabla 2: Comparativa de eficiencias estimadas para cada tipo de vehículo

- Uno de los puntos fuertes de los BEV es que tienen casi la décima parte de piezas que un VCI, por lo que los costes de mantenimiento se reducen drásticamente. El precio de compra es más elevado, pero también es amortizable y más rentable a largo plazo debido a la prácticamente nula necesidad de revisiones y sustitución de piezas (únicamente pastillas de freno, neumáticos, etc.).

Tipos de trenes de propulsión para vehículos híbridos:

En la actualidad, es un campo que se ha investigado a fondo. Existen numerosos sistemas híbridos, entre los que destacan principalmente tres: el sistema paralelo, el sistema combinado y el sistema de secuencia o en serie.

- **Sistema paralelo:**
 - ✓ El motor térmico es la principal fuente de energía y el motor eléctrico actúa aportando más potencia al sistema.
 - ✓ El motor eléctrico ofrece su potencia en la salida y en la aceleración, cuando el motor térmico consume más.
 - ✓ Este sistema destaca por su simplicidad, lo que abre la puerta a la posibilidad de implementarlo en modelos de vehículos ya existentes, sin necesidad de diseños específicos, y facilita la equiparación de su coste al de un vehículo convencional.
- **Sistema combinado:**
 - ✓ Es un sistema más complejo: el motor eléctrico funciona en solitario a baja velocidad, mientras que a alta velocidad, el motor térmico y el eléctrico trabajan a la vez.
 - ✓ El motor térmico combina las funciones de propulsión del vehículo y de alimentación del generador, que provee de energía al motor eléctrico, lo que suele aumentar la eficiencia del sistema, ya que se puede aprovechar la energía generada por el motor térmico, que en ciertas circunstancias puede ser en exceso y, en lugar de desperdiciarla, utilizarla para recargar las baterías del sistema eléctrico.



▪ **Sistema serie:**

- ✓ El vehículo se impulsa sólo con el motor eléctrico, que obtiene la energía de un generador alimentado por el motor térmico.
- ✓ Es el menos contaminante de todos los anteriores, debido a que es que el menor porcentaje de utilización tiene del motor de combustión interna.
- ✓ Es la antesala del vehículo eléctrico de batería.

2. TECNOLOGÍA DE BATERÍAS PARA VE

Tanto pila como batería son términos provenientes de los primeros tiempos de la electricidad, en los que se juntaban varios elementos o celdas. En el primer caso uno encima de otro, "apilados" y, en el segundo, adosados lateralmente, "en batería", para así aumentar la magnitud de los fenómenos.

El funcionamiento de una batería está basado esencialmente en un proceso reversible, es decir, en el cual los componentes no resulten consumidos ni se pierdan, sino que se transformen en otros (que a su vez puedan retornar al estado primero en las circunstancias adecuadas).

Batería eléctrica, o acumulador, se le denomina al dispositivo que almacena energía eléctrica usando procedimientos electroquímicos y que posteriormente la devuelve, aunque no en su totalidad, ya que tienen unas pérdidas asociadas. Este ciclo puede repetirse un determinado número de veces (número de ciclos).

Aunque bien es cierto que recientemente han sido desarrolladas diferentes tecnologías para el almacenamiento de electricidad (supercondensadores, volantes de inercia, etc.), las baterías siguen ofreciendo las características adecuadas para las estrategias necesarias de cara a la implantación de nuevos sistemas de movilidad en las ciudades.

La batería es el elemento tecnológico clave para el desarrollo del VE. Deben cumplir determinadas prestaciones, tales como proveer suficiente energía (determinará la autonomía o distancia recorrida), ser de peso y tamaño reducido, tener un ciclo de vida prolongado y un ciclo de carga profundo (esto quiere decir que admite muchas recargas totales con poco deterioro) y tener un coste aceptable.

Entre las baterías predominantes se encuentran la de plomo-ácido, níquel metálico e iones de litio. Las características de cada una las podremos observar posteriormente en la tabla resumen. En el mercado mundial de las baterías, la batería de plomo-ácido es la más utilizada (necesaria para el arranque del motor de gasolina para todos los VCI).

Hoy en día, los vehículos híbridos que combinan un motor de combustión interna con uno eléctrico emplean, generalmente, baterías de níquel-hidruro metálico (Ni-MH). Estas baterías presentan mejores cualidades en materia de duración y densidad de energía que las de plomo-ácido, pero también son más caras.

Las baterías de iones de litio (litio-ión polímero) son las que aparentemente presentan mayores ventajas. Poseen una elevada capacidad energética (mayor que sus predecesoras NI-MH) y un número de ciclos de regeneración mucho mayor que el resto de baterías, debido a un efecto memoria prácticamente inexistente. Sin

embargo, su rápida degradación y sensibilidad en presencia de altas temperaturas limita enormemente sus usos potenciales y los campos de aplicación de esta tecnología. Están llamadas a ser, en cualquier caso, las sucesoras de las baterías Ni-MH.

En la siguiente tabla analizamos los principales tipos de baterías existentes en la actualidad:

SISTEMA	CARÁCTERÍSTICAS	APLICACIONES
Plomo-ácido: automoción	Bajo coste, rendimiento moderado, baja energía específica, sin mantenimiento	Arranque de automóviles, aeronaves, marina, cortacésped
Plomo-ácido: tracción (motores)	Descargas intensas de 6 a 9 h, servicio en ciclos	Carretillas, manejo de materiales
Plomo-ácido: estacionario	Diseñadas para flotación en espera, larga duración	Servicios auxiliares, energía de emergencia, telecomunicaciones, almacenamiento de energía
Plomo-ácido: portátil	Herméticas, sin mantenimiento, bajo coste, ciclo de vida moderado	Herramientas portátiles, televisiones y equipos electrónicos portátiles
Níquel-Cadmio (Ni-Cd): industrial	Buena capacidad a alta frecuencia y baja temperatura, ciclo de vida excelente	Baterías para aeronaves, aplicaciones industriales y de emergencia
Níquel-Cadmio (Ni-Cd): portátil	Herméticas, sin mantenimiento, buen rendimiento a altas frecuencia y baja temperatura, ciclo de vida excelente	Equipos ferroviarios, electrónica de consumo, equipos fotográficos
Níquel-Hidruro metálicos (Ni-HM)	Herméticas, sin mantenimiento, mayor capacidad que las baterías de Ni-Cd	Electrónica de consumo, vehículos híbridos y eléctricos
Hierro-Níquel	Duraderas, muy resistentes, larga vida útil, baja energía específica	Manejo de materiales, aplicaciones ferroviarias
Níquel-Zinc	Elevada energía específica, gran capacidad, ciclo de vida corto	Bicicletas, motocicletas, motores de arrastre
Plata-Zinc	Energía específica elevada, buena capacidad a alta frecuencia, bajo ciclo de vida, coste elevado	Equipos de electrónica portátil ligera, equipos militares y vehículos espaciales
Plata-Cadmio	Elevada energía específica, buena retención de carga, ciclo de vida moderado, coste elevado	Satélites espaciales
Níquel-Hidrógeno	Largo ciclo de vida bajo descargas poco intensas	Aplicaciones aeroespaciales
Litio-ión	Elevadas energía específica y densidad de energía, largo ciclo de vida	Equipos electrónicos portátiles y de consumo, vehículos eléctricos y aplicaciones espaciales

Tabla 3: Principales características y aplicaciones de baterías recargables

Las ventajas que de todo esto se derivan son las siguientes:

- El almacenamiento de energía eléctrica en baterías es un sistema limpio con el entorno y permite disponer de la energía dónde y cuándo se necesita con mínimas pérdidas.

- Existen varias soluciones de almacenamiento energético en baterías que van:
 - ✓ Desde pocos kW hasta MW en términos de potencia.
 - ✓ En tiempos de descarga, desde segundos hasta días.
- El almacenamiento energético en baterías ayuda a la penetración del uso de las energías renovables en entornos urbanos, apareciendo la posibilidad de almacenar la energía generada por este tipo de fuentes y que se desperdiciaría de no existir la posibilidad de almacenar los excedentes de energía.
- El almacenamiento de la red favorece la estabilidad de la red a través del aplanamiento de la curva de la demanda y de la mejora de previsiones a corto, medio y largo plazo.

Ilustramos los principales tipos de baterías utilizadas comercialmente:



Fig. 5: Baterías utilizadas en VE. De izquierda a derecha y de arriba abajo: batería de plomo-ácido, batería Ni-Cd, baterías de níquel-hidruro (Ni-MH) y baterías de litio ión

3. ESCENARIOS DE REPOSTAJE

En este apartado se describirán las principales modalidades de carga del VE. Como veremos posteriormente, las consecuencias que conlleva esta decisión pueden influir de manera determinante en las necesidades de refuerzo del sistema eléctrico e inversiones en materia infraestructuras.

Mucho más importante que el dónde (lugar de emplazamiento de recarga), es cómo (cargas rápidas o lentas) y sobre todo el cuándo (en qué tramo horario).

El uso mayoritario de las redes de distribución actuales debe ser la recarga normal, ya que la carga rápida precisa de grandes intensidades (30-60 A). Las redes actuales no están preparadas para soportar la simultaneidad de un número elevado de cargas rápidas, pues se introducen fenómenos de desequilibrio en la red (fugas transitorias, desequilibrio entre fases y de corriente de neutro, aparición de armónicos, etc.) que pueden conducir al sistema al colapso.

Orientando la recarga del VE en horas valle (en España de 0:00 a 8:00 h) se estará aprovechando la energía más económica disponible. En la actualidad, en muchas ocasiones, esa energía tiene que dejar de producirse o, incluso, desecharse. La única vía efectiva para lograrlo es mediante bonificación en estos períodos horarios.

Para una correcta implantación de las infraestructuras de recarga es necesario que ésta pueda llevarse a cabo de forma rápida y sencilla. Los puntos de recarga deberían disponer de sistemas de medida energética y prepago (se está barajando el uso de tarjetas microchip para facilitar este proceso).

Un segundo escenario de recarga del VE es en las casas de los clientes, lugares de trabajo y centros comerciales y de ocio. Para ello es necesario adaptar un concepto ya tratado a lo largo de capítulos anteriores al entorno del VE: Vehículo a la Red (V2G – Vehicle to Grid, término que utilizaremos en adelante).

Los sistemas con tecnología V2G permiten el flujo de electricidad desde la batería del automóvil hacia las líneas de distribución y viceversa.

La carga del VE aumenta o disminuye en función de las necesidades del sistema, si se debe almacenar el excedente de energía o movilizar las “reservas” para responder a picos de demanda. La energía que se inyecta a la red podría ser vendida y viceversa.

Infraestructuras de recarga:

Dadas las características de los diferentes segmentos de clientes, es previsible que el consumidor pueda elegir entre cuatro tipologías de puntos de recarga: en la vía pública, recarga de flotas, en garajes privados y repostaje en electrolineras.

➤ **Vía pública:**

- Se trata de proporcionar a los usuarios puntos de recarga de libre acceso, pudiendo realizarse a lo largo de la jornada de trabajo, en tiempos de ocio, etc.
- Destacar que se trata de una recarga PARCIAL que supone un incremento de autonomía, no una recarga completa. La carga en vía pública se concibe como un complemento al punto de recarga base del cliente.
- El cliente deberá disponer de un punto alternativo de carga completa en la que diariamente realizar la carga de su VE. Este sistema no está concebido para prestar un servicio de carga completa, ya que el tipo de carga que se lleva a cabo es una recarga normal (nunca rápida) que, para un coche eléctrico podría requerir hasta 8 horas para llevarse a cabo y, en una moto, hasta 4 horas.
- Otro de los aspectos por lo que no puede llevarse a cabo una carga total es que si todos los clientes la llevasen a cabo durante la noche sería necesario prácticamente un punto de recarga por habitante, algo totalmente inasumible desde el punto de vista económico y del desarrollo urbano.
- Una de las formas que se están barajando a la hora de facturar al cliente por el consumo eléctrico en la recarga es a través de tarjetas con microchip incorporado. Los medios de pago pueden realizarse previos a la descarga ó bien pagando una cuota periódica por el uso de los postes de recarga en la vía pública (algo así como una tarifa plana).

➤ **Recarga de flotas:**

- Se trata básicamente de flotas destinadas al transporte de pasajeros y mercancías.
- Si realmente se pretende que este tipo de vehículos supongan un número relevante en el sistema de flotas actual es necesario facilitar a sus gestores la adaptación de sus instalaciones para recargar un gran número de vehículos de forma simultánea.
- Las necesidades básicas para este tipo de clientes serán:
 - ✓ Acceso rápido y económico al incremento de potencia de su instalación.
 - ✓ Dispositivos de medida que permitan al gestor de la flota llevar el control en todo momento del consumo y los procesos de carga, tanto individualizados como de conjunto.
 - ✓ Una idea para optimizar económica y energéticamente la instalación sería gestionar las cargas de manera secuencial, permitiendo cargar un mayor número de vehículos sin necesidad de ampliar de forma drástica la potencia de la instalación.

➤ **Recarga en garajes privados:**

- Es un hecho claro que el uso masivo del VE requiere que cada ciudadano pueda acceder de manera fácil y segura a un punto de suministro con periodicidad diaria.
- En la actualidad, el 50% de los coches y el 80% de las motos de las ciudades duermen en garajes particulares. Si a esto se añade que el período medio que permanece el vehículo en el garaje es de más de 10 horas y que el período valle (el más barato del día) se da durante la noche (de 0:00 a 8:00 durante todo el año en España), tenemos perfectamente determinado el período para llevar a cabo una recarga completa diaria.
- Si a esto le agregamos que la recarga en horas nocturnas contribuye al equilibrio de oferta y demanda del sistema eléctrico y que se facilitaría la integración de nuevas fuentes de energía renovable, se entiende que la recarga en garajes en horas nocturnas es la solución idónea para el desarrollo del mercado y de algunos de los postulados de la propia smart grid.
- Sin embargo, es imprescindible que las AAPP contribuyan a realizar cambios legislativos para que los propietarios de un VE puedan disponer de un punto de suministro propio en sus plazas de garaje, como por ejemplo la ley de propiedad horizontal (que entre otras cosas impide a un vecino de un inmueble instalar un punto de suministro propio en su plaza de garaje sin el permiso de todos los vecinos de su comunidad, aunque se instale un equipo de medida específico para ese suministro).

➤ **Electrolineras:**

- Una correcta red de distribución a nivel estatal de estaciones de recarga, o más comúnmente llamadas “electrolineras”, es el apoyo fundamental que necesitan los VEs para poder realizar trayectos interurbanos, a la vez que el impulso definitivo de cara a la implantación de esta tecnología en el sistema eléctrico actual. Autonomías de alrededor de 200 km deberían ser suficientes para satisfacer las necesidades diarias de los usuarios.
- Los sistemas que se barajan son:
 - ✓ Surtidores de carga rápida.
 - ✓ Modelos de cambio de baterías: a través de leasing.
 - ✓ Funcionamiento mixto (el óptimo económico).
- Para los casos en los que se incorpore la posibilidad de intercambio de baterías, las electrolineras deberían disponer de recintos de almacenamiento de baterías. Con la tecnología actual, para un nivel de intercambios de aproximadamente 800 baterías/día, los almacenes podrían ocupar un volumen equivalente a un cubo de 5 metros de lado (estimación de un número de operaciones diarias en una estación de servicio).

- En la actualidad se están llevando a cabo estudios de viabilidad para recargas rápidas. Consiste en aumentar el flujo de potencia que se transfiere a las baterías, de manera que se reduzcan los tiempos de recarga en un orden de magnitud de 10.
- Para ello es necesario establecer un sistema robusto que permita comunicación bidireccional entre red eléctrica y VE, de manera que el uso extensivo de este tipo de recarga no afecte de manera significativa al sistema ni a las especificaciones de la batería a largo plazo.
- Cabe destacar que este sistema debe funcionar como complemento a las recargas lentas realizadas durante la noche, nunca como sustitutivo y, mucho menos, como una práctica habitual.
- Uno de los efectos negativos que pueden tener sobre la red las recargas rápidas realizadas de forma masiva son fenómenos de fugas transitorias, desequilibrio entre fases y de corriente de neutro, aparición de armónicos, etc. que pueden conducir al sistema a los temidos blackouts o ceros de tensión.
- El modelo de puntos de recarga debe venir acompañado de un impulso en la generación renovable, ya que el objetivo que debe perseguir este modelo es el de desplazar gran parte de este nuevo consumo a períodos con baja demanda.
- El beneficio económico será máximo para los casos en los que se produzca la reconversión total o parcial de las actuales infraestructuras de estaciones de servicio convencionales, ya que la mayoría de ellas disponen de espacios de almacenamiento suficientes.
- Las ventajas fundamentales del aprovechamiento de las infraestructuras actuales son:
 - ✓ Menores tiempo de repostaje: intercambio de baterías en 2-3 minutos.
 - ✓ Mayor autonomía al existir una red de estaciones de servicio ampliamente desarrollada, pudiendo recorrerse distancias más largas disminuyendo enormemente los tiempos. No es necesario esperar a que se realicen cargas rápidas/lentas, se sustituye la totalidad de la batería.

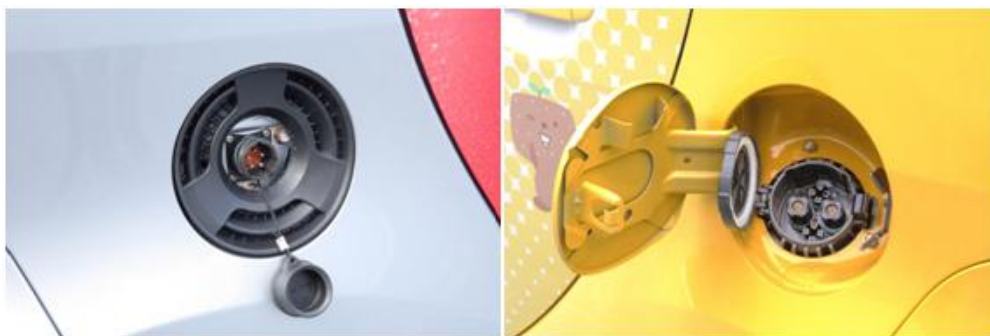


Fig. 6: Tomas de recarga de BVE – carga normal (izquierda) y carga rápida (derecha)



Estos son los principales escenarios de repostaje que existen en la actualidad. Las opciones descritas en este apartado son las únicas viables a día de hoy y, probablemente, constituyan en un futuro las principales modalidades de recarga de los parques automovilísticos que conforman la smart grid.

4. IMPACTO PROVOCADO SOBRE LA RED ELÉCTRICA

Una de las principales preocupaciones que existe para los organismos de regulación y control del sistema eléctrico son las consecuencias que puede tener una integración a gran escala del VE a medio y largo plazo.

En principio, una integración gradual en estos primeros años de desarrollo no debería suponer problema alguno. Pero cuando por fin el mercado comience a madurar y los VEs sean competitivos (tanto en estructura de costes como en capacidades) con respecto a los VCI, será el momento de analizar si los cambios que se han introducido en el sistema a lo largo de los primeros años de madurez van a responder realmente a las necesidades de los consumidores. Anticiparse a los cambios es una de las claves principales del éxito del modelo.

Para ello es necesario analizar el impacto que la integración del VE puede tener en el sistema eléctrico:

- **Impacto en la demanda eléctrica:**

- ✓ En términos de energía anual consumida, las primeras fases de integración progresiva del VE se estima que tenga un impacto muy reducido (menor del 1%). Cabe indicar que aún no hemos llegado siquiera a este punto.
- ✓ El consumo eléctrico, tanto de los VE enchufables (PHEV) como de los exclusivamente eléctricos, dependerá en gran medida de las características de las baterías.
- ✓ Unos tiempos de recarga cortos no se adaptarían a las condiciones de funcionamiento en BT y podrían causar picos de demanda muy elevados en determinadas franjas horarias si se da una cierta simultaneidad de VEs en modo de recarga rápida. Red Eléctrica ha estimado que para un tiempo de recarga rápida de 5 minutos, si el 3% de la flota de vehículos (del parque automovilístico actual) simultanease una recarga rápida se necesitaría duplicar la potencia instalada actual (aumentaría cerca de 80.000 MW).
- ✓ Cuanto mayores sean los tiempos de recarga, menores serán las exigencias para el sistema. Tiempos superiores a 4 horas son necesarios y, de 8 o más horas, recomendables.
- ✓ Un aumento de la demanda en períodos valle permitiría una mayor integración de fuentes de energía renovables en el sistema, aprovechando algunos momentos de producción renovable que, al coincidir con períodos de baja demanda, se están desaprovechando en la actualidad (desconexión).
- ✓ Un problema adicional es el de dotar a la red de un sistema de comunicación inteligente y bidireccional (V2G) que permita un aplanamiento eficiente de la curva de carga. Con una mayor penetración del VE se generarían incrementos y decrementos bruscos en la demanda que desestabilizarían el sistema.

▪ **Impacto en las infraestructuras de transporte y distribución**

- ✓ Desde el punto de vista del sistema eléctrico, el óptimo para las infraestructuras se produciría cuando la recarga se realizase durante el período nocturno.
- ✓ El transporte de electricidad para abastecer a la demanda nocturna debido a los procesos de carga de VE se efectuará desde las centrales de producción hacia los núcleos urbanos, siendo los flujos de transporte similares a los diurnos, con lo que no sería necesaria una inversión extra en infraestructuras.
- ✓ El principal reto para la distribución consistirá en acercar los puntos de alimentación a las plazas de aparcamiento y establecer una logística de funcionamiento, cobros y facturación.
- ✓ Sería conveniente la implantación en masa de contadores inteligentes que permitan intercambio de información entre sistema y VE, tales como una mejor gestión de las variaciones de demanda (adaptación del flujo de potencia para la recarga), corte de suministro ante contingencias severas, etc.
- ✓ Es necesario, en cualquier caso, realizar inversiones en las redes de distribución para hacer frente a posibles congestiones puntuales.

▪ **Impacto en la estructura de generación:**

- ✓ El aplanamiento de la curva de demanda diaria aumenta el grado de utilización de las centrales de producción, evitando paros y arranques en función de las necesidades horarias del sistema. El rendimiento global y el beneficio económico aumenta.
- ✓ Se reducen los transitorios provocados por el arranque de los motores rotativos.
- ✓ El aumento de la demanda en períodos valle favorece la integración de las energías renovables, en particular de la eólica, aumentando el número de horas de funcionamiento de los aerogeneradores.
- ✓ El sistema de generación en conjunto se volvería más eficiente al aprovechar mejor los recursos renovables.

▪ **Impacto para el operador del sistema:**

- ✓ El funcionamiento en estado prácticamente estacionario, gracias al aplanamiento de la curva de demanda, facilita la labor del operador del sistema al no existir variaciones intradiarias en la energía demandada.
- ✓ Se reducen los cortes de producción de renovables al no existir períodos de baja demanda que obligan a desconectar las fuentes de generación (el modo de funcionamiento de determinadas centrales, tales como las nucleares, hacen inviable el que realicen operaciones de paro y arranque, son otros tipos de generación los que interrumpen el servicio).
- ✓ Es necesario un sistema de comunicación VE-red que impida la conexión/desconexión de partes significativas del parque automovilístico de



forma simultánea, ya que el sistema se vería seriamente afectado con estas variaciones tan bruscas.

- ✓ A través de los sistemas de medición inteligente, el operador del sistema adquiere la capacidad de gestión en tiempo real, fundamental a la hora de dar respuesta tanto al sistema como a los VEs conectados a la red y evitar posibles contingencias y problemas de suministro.

5. BENEFICIOS POTENCIALES Y OBJETIVOS DE MEJORA

En el último apartado de este capítulo final haremos un resumen de algunos de los aspectos fundamentales a considerar en cuanto al beneficio potencial que aporta el VE a la smart grid, así como se resaltarán los “titulares” más destacados.

Algunos de los conceptos más relevantes son:

- El hecho de disponer de múltiples sistemas con una cantidad importante de energía almacenada (en las baterías de los VE) favorece la implantación de microrredes en zonas con alta variabilidad de demanda en determinados períodos o franjas horarias.
- Con la previsión del aumento de consumo eléctrico ocasionado por el futuro despegue del VE, se está trabajando en la planificación y gestión del mix energético y de la potencia de las redes para evitar que se produzcan problemas futuros de calidad y cantidad de suministro.
- A medio plazo sería posible funcionar con las centrales existentes actualmente. Sin embargo, según se vaya produciendo el cambio estructural del parque automovilístico, la clave estará en la gestión coordinada de muchos puntos de generación y consumo de energía, es decir, en la generación distribuida. Es aquí donde el modelo de smart grid se erige como el único posible al que deben encaminar los esfuerzos la totalidad de los agentes del sistema.
- Los objetivos marcados por los organismos competentes en materia de reducción de emisiones hacen inviable el modelo actual, debiendo adoptarse las medidas necesarias para cumplir los compromisos adquiridos. Dichas medidas pasan directamente por adaptar el parque automovilístico de cada país a la tecnología de vehículo eléctrico.

	EUROPA	EEUU
2008	160 g/km	240 g/km
2012	130 g/km	190 g/km
2015	115 g/km	180 g/km
2020	100 g/km	160 g/km

Tabla 4: Objetivo de reducción de emisiones por parte de la Comisión Europea

Retos fundamentales a los que se enfrenta el VE:

Algunos de los objetivos que se persiguen con la integración del VE ya han sido descritos a lo largo del capítulo, pero casi siempre desde el punto de vista del operador y del sistema eléctrico. Sin embargo, existen más agentes que, sin su participación, harían inviable todo el proyecto. Algunas de las necesidades esenciales son:

- Que los fabricantes consigan alcanzar los niveles suficientes de producción para ofrecer a los clientes particulares VEs con un precio similar o, al menos, competitivo con relación a los VCI. Para ello puede ser necesario un primer impulso por parte de las AAPP para que las flotas públicas y privadas realicen esfuerzos pioneros en la compra de VEs.
- Espacios de venta y posventa específicos para VEs adaptados a las necesidades del mercado.
- Existencia de infraestructura de recarga que proporcione a los propietarios de un VE diferentes alternativas durante el día, como complemento a la recarga normal en el propio domicilio del cliente o inmediaciones.
- Que mediante la participación activa de todos los agentes se logre concienciar a la sociedad de los beneficios que representa para el sistema la implantación en masa del VE como alternativa a los VCI actuales.

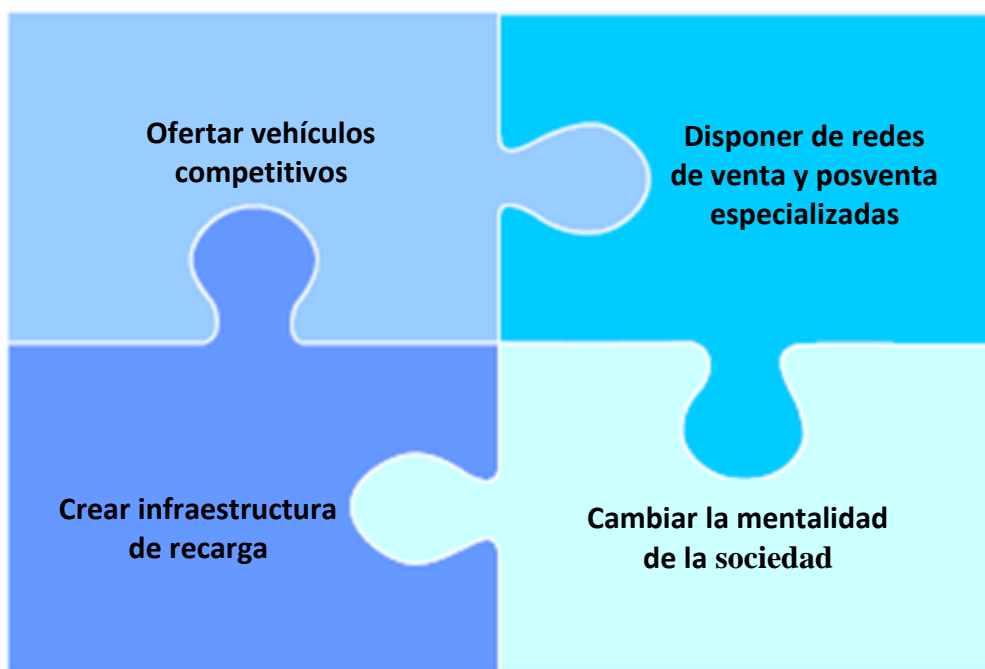


Fig. 7: Retos clave a los que se enfrenta una empresa comercializadora de VE

Estructuras de venta y posventa para el VE:

El modelo de negocio del VE supondrá una revolución para las actuales redes de venta y posventa. Para ello es primordial identificar los principales cambios que se avecinan y actuar en consecuencia antes de que estos se produzcan:

- Modelo de negocio inverso al actual de vehículos de combustión. Mientras en el modelo tradicional los mayores márgenes se encuentran en la posventa, con márgenes de venta muy reducidos, para el VE el margen principal debe

obtenerse en la operación de venta, ya que el volumen de operaciones de posventa es mucho más reducido debido a:

- ✓ 90% menos de piezas para un VE que para un VCI, lo que se traduce en un menor número de operaciones de mantenimiento (únicamente las debidas a consumibles tales como sistemas de frenado, neumáticos, etc.) y un menor número de intervenciones.
- Dichas características implican menores niveles de stock de piezas, lo que se traduce en instalaciones de menores dimensiones.
- Las inversiones necesarias en maquinaria de mantenimiento del automóvil dejarán, por tanto, de ser necesarias.
- Los argumentos de venta al cliente cambian por completo. En adelante se informará al cliente sobre autonomía, tiempos de carga y descarga, número de ciclos de recarga (para VE con batería incorporada de serie), mantenimiento, maniobrabilidad, etc.
- Es de esperar que aparezca una nueva forma de gestionar diferentes tipologías de vehículos tales como motos y coches eléctricos (un coche eléctrico se parece más a una moto eléctrica que a un coche de combustión). Esta circunstancia es, hoy en día, minoritaria en el sector de la automoción.

Con esto prácticamente hemos realizado un repaso detallado de las tecnologías y agentes implicados en el proceso, así como un breve análisis de los escenarios que pueden presentarse a la hora de integrar el VE en el sistema eléctrico.

A la hora de afrontar un cambio estructural de esta magnitud es de suma importancia ser conscientes de lo que esto implica, estar preparados para ello, eliminar las resistencias propias que presenta el mercado a los cambios bruscos y, sobre todo, anticipar las necesidades que de todo ello se derive.

En un mercado como éste, donde las inversiones necesarias son tan intensivas en capital, es absolutamente crítico el ir un paso por delante. Sólo el que de verdad tiene voluntad de cambiar lo consigue y sólo se gestiona el cambio cuando se discuten los modelos y se empieza a trabajar de forma diferente.

CONCLUSIONES

A lo largo de la memoria se han ido introduciendo las diferentes tecnologías que deben participar en el nuevo modelo de smart grids. Si bien a lo largo de los sucesivos capítulos se han ido vislumbrando algunas de las relaciones entre dichas tecnologías implicadas, es ahora el momento en el que se tratarán de ligar definitivamente, encajando cada una de ellas en su parcela correspondiente.

En la introducción proponíamos dibujar un escenario futuro en el que cambiase por completo el paradigma de las redes eléctricas. Hemos establecido unas bases firmes a través de la descripción de cada una de las tecnologías necesarias para llevar a cabo dicho cambio, sus ventajas potenciales y los inconvenientes que presentan, así como las barreras existentes a su implantación.

Una vez tenemos sentadas las bases conceptuales de lo que aporta cada tecnología al modelo de smart grids, es el momento de aplicar las sinergias existentes de cada una de ellas para relacionarlas entre sí. Lo que buscaremos es un punto de apoyo en cada una, o entre varias de ellas, para potenciar los beneficios que se pueden obtener. Está claro que la dificultad estriba en conseguir las sinergias necesarias para que el modelo sea realizable, sostenible, más eficiente que el sistema actual y, en definitiva, más rentable a largo plazo.

Es importante mantener presente en todo momento el eje temporal que manejamos. Como se ha visto en prácticamente todos los capítulos descritos, las inversiones necesarias para implantar cada una de las tecnologías propias de la smart grid son intensivas o muy intensivas en capital.

La primera reflexión que debemos realizar y que condiciona al resto, es que **sin un impulso a través de incentivos por parte de los Gobiernos y Administraciones Públicas, se antoja complicado que el modelo pueda ser impulsado por entidades particulares bajo la situación económica actual**. El motivo coincide con lo que explicábamos anteriormente de los horizontes de rentabilidad. Las empresas privadas, con el modelo económico accionarial de la actualidad, no pueden realizar inversiones a largo plazo sin rentabilidades aseguradas a corto plazo.

Hemos comentado en varios capítulos la necesidad de anticipar el marco regulatorio y legislativo al desarrollo de las diferentes tecnologías propias de las smart grids. No todos los incentivos deben ser económicos y, sin duda, los impulsos regulatorios pueden representar un papel muy importante a la hora de tomar la decisión de avanzar en la dirección que propone el modelo de smart grid. Al menos es necesario que, en caso de no participar activamente como agentes impulsores, no representen una barrera a la implantación de las diferentes tecnologías o al desarrollo

de las mismas. Los tiempos cambian y las normas deben adaptarse a ellos. Nunca al revés.

Para explicar el concepto de las smart grids encuentro necesario, por su gran capacidad de ilustrar lo que me gustaría transmitir en este punto, dos ejemplos que han ido cobrando forma durante los meses de elaboración de este Proyecto Fin de Carrera.

El primero de ellos es el que bautizaremos como “bolas de bombo”. Escenifica una cesta, que representa el conjunto de la smart grid, en cuyo interior están contenidas las diferentes tecnologías necesarias para su implantación, en forma de bolas.

Si queremos construir un modelo de smart grid a partir de las tecnologías descritas en los capítulos anteriores, bastaría con ir a la cesta y elegir una ó varias bolas. Pero, ¿cuál escoger? Lo más eficiente sería, sin duda, fabricar un modelo a partir de las tecnologías con menor coste de desarrollo o que ya hayan conseguido una cierta penetración en el mercado actual.

Probablemente elegiríamos: microrredes, sistemas de medición inteligente y electrónica de potencia. La primera por su carácter local, que posibilitaría la diversificación de inversiones por parte de múltiples agentes y, las dos últimas, por su aceptable penetración actual en el mercado.

El problema que encontraremos al intentar extraer las bolas de la cesta, es decir, al tratar de integrar esas tecnologías en el modelo, es que no conseguiremos hacerlas funcionar por separado. Nunca lograremos implantar de manera independiente cada una de ellas. **La smart grid no puede estar concebida como una estructura modular** en la que, en función de las necesidades del sistema, se integre una tecnología con unas determinadas características. Dos ejemplos claros que se presentan son microrredes y tecnologías de almacenamiento, no es posible concebir un funcionamiento en modo isla sin sistemas de almacenamiento de energía. Lo mismo ocurriría con los sistemas de medición inteligente y tecnologías de comunicación, de nada sirve medir de forma más fiable y con mayor detalle si no se dispone de la infraestructura necesaria para aprovechar la información obtenida en los equipos de medida en tiempo real.

El segundo ejemplo deja a un lado la retórica, mostrando gráficamente las relaciones principales existentes entre todas las tecnologías descritas mediante la siguiente figura:



A través de este ejemplo se intentan representar los campos de aplicación comunes para las principales tecnologías que toman parte en el modelo de smart grids. Como se puede observar, **el eje sobre el que pivotan todas las tecnologías implicadas es el CLIENTE**, el cuál debe cambiar su papel de forma drástica, pasando de ser una parte pasiva del sistema a participar activamente en el mismo, aportando la gestión de su propia demanda y generación y siendo el objetivo y la misión fundamentales del conjunto de las smart grids la de satisfacerle en todo momento.

Gracias a la participación del cliente, no solo en el mercado eléctrico, sino en el sistema eléctrico global, surgen nuevas estrategias para llevar a cabo un concepto que se reivindicará como uno de los objetivos principales a perseguir: **el aplanamiento de la curva de demanda**. La consecución de este objetivo **retrasará la inversión en nuevas infraestructuras de generación y ayudará de manera definitiva a optimizar los tiempos de funcionamiento de las fuentes de energía renovables**. El beneficio económico a corto y medio plazo que se desprende de estas dos actuaciones debe ser una de las motivaciones principales para empresas distribuidoras, comercializadoras y para el propio operador del sistema. **Son los dos beneficios más inmediatos que se lograrán gracias al modelo de smart grid**, ya que la construcción de infraestructuras

energéticas conlleva tiempos relativamente largos y deben acometerse con bastante antelación a los problemas que se presenten. Mientras que si se maximiza el tiempo de generación a través de fuentes renovables, el beneficio que experimentarán las empresas que inviertan en este tipo de tecnologías será inmediato, con las adicionales ventajas medioambientales que se derivan para el resto de la sociedad.

Alrededor del cliente se consideran cuatro tecnologías que denominaremos de base: almacenamiento de energía, Tecnologías de Información y Comunicación (TIC), electrónica de potencia y sistemas de medición inteligente. Todas estas tecnologías se encuentran **desarrolladas actualmente en cierta medida**, por lo que **deben ser los cimientos sobre los que se levanten las otras cuatro tecnologías específicas de la smart grid: Gestión Activa de la Demanda (GAD), microrredes, Generación Distribuida (GD) y Vehículo Eléctrico (VE).**

Probablemente **la tecnología base más importante para el correcto desempeño del resto de funciones propias de la smart grid son las tecnologías de información y comunicación.** Para lograr integrar al cliente en el sistema es necesario disponer de sistemas de comunicación fiables, robustos y seguros. A lo largo de los diferentes capítulos hemos ido comprobando la necesidad de disponer de sistemas de comunicaciones en tiempo real, así como protocolos estándar de comunicación que permitan la participación de equipos de diferentes proveedores con distintas aplicaciones para el sistema.

El concepto de ciberseguridad se erige como requisito imprescindible para que todo el proceso funcione correctamente. Los procesos de autenticación, envío de paquetes y recepción remota deben estar perfectamente blindados, sin ninguna fisura que permita a terceros disponer de información confidencial ni manipularla con perjuicio para el sistema.

La transmisión de información en tiempo real, que en tantas ocasiones se ha comentado, **es una condición absolutamente necesaria para dar soporte a todos los niveles funcionales y agentes implicados.** La óptima prestación de los servicios de comunicación es fundamental para la explotación de la red eléctrica.

Hemos analizado muchas de las aplicaciones que requieren comunicación en tiempo real entre sus diferentes equipos y dispositivos. Con el enorme aumento de los flujos de datos que deben viajar por la red para ser compartidos y analizados en tiempo real, aparecen los primeros inconvenientes. **El principal cuello de botella que encontrará el modelo de smart grids es precisamente el de la comunicación.** No resulta factible, hoy por hoy, conectar a todos y cada uno de los consumidores del sistema en tiempo real con las infraestructuras de comunicación actuales. Como en todo cuello de botella, es necesario priorizar una serie de actuaciones sobre otras. El problema se presenta cuando intentamos priorizar funciones que deben funcionar de manera solidaria.

Con la concepción propuesta del modelo de smart grids, es necesario primar las aplicaciones que redunden en una mejora de la fiabilidad y la salud general de la red. Es por tanto prioritario disponer de una información de mejor calidad. Para ello lo primero que debe hacer el sistema es medir mejor, ya que a través de un conocimiento más profundo de las condiciones de la red eléctrica se facilitará la toma de decisiones posterior.

Los parámetros variarán en función de las necesidades de un sistema que, como hemos comentado anteriormente, está centrado en el cliente. Es ahí, por tanto, donde se deben encaminar los esfuerzos a la hora de controlar el funcionamiento de la red. Para solucionar los problemas es necesario acudir a la fuente. Y ésta es, sin lugar a dudas, el cliente.

Hemos comentado ya que, para dotar a la red de la inteligencia implícita del modelo de smart grids, es necesario conocer en profundidad los patrones de consumo de los agentes implicados. A través de tal conocimiento es posible actuar sobre dichos patrones de manera que se modifiquen favorablemente para el sistema eléctrico. Y para ello es absolutamente primordial disponer de equipos de medición inteligente que, ligados de forma unívoca a unos sistemas de comunicación avanzados, permitan conocer en todo momento el comportamiento de los clientes del sistema, incentivar determinadas pautas de generación y consumo a través de las estrategias vistas en el capítulo de gestión de la demanda y, en definitiva, crear las condiciones necesarias para que el sistema sea más fiable y eficiente.

A través de los nuevos contadores inteligentes es posible medir en tiempo real el consumo o la energía vertida a la red por parte de un cliente. Mediante comunicación remota es factible telecontrolar las variaciones de carga de cada punto de suministro o la cantidad de energía que genera un cliente y que vierte a la red en los períodos más rentables y a través de lo cual obtendrá un beneficio económico por ello.

En el capítulo 5 matizábamos la necesidad de realizar una inversión de grandes proporciones para dotar a cada punto de suministro de un equipo de medición inteligente. No obstante, **la única forma de lograr la implicación del cliente en el modelo es que éste disponga en todo momento de la información necesaria y de las aplicaciones para llevar a cabo funciones de control de sus propias cargas gestionables y herramientas de toma de decisiones ventajosas para sus actividades diarias.**

La introducción de contadores inteligentes también parece un paso lógico en un mundo donde todas las comunicaciones están sufriendo procesos de digitalización y el coste de la inteligencia artificial continúa disminuyendo de forma rápida y continuada.

Por otra parte, una infraestructura de medición avanzada ofrece algo más que la lectura y el control de contadores inteligentes. Puede ser visto como una puerta de enlace a la casa de los clientes, ofreciendo servicios adicionales de valor añadido. Es un mercado que abriría nuevas vías de explotación, posibilitando la integración de fuentes de generación locales y la gestión de manera unificada de los consumos de agua corriente, electricidad y gas. **Las sinergias que se pueden obtener de la adecuación de los equipos de medición inteligente a los distintos sectores tales como la energía, el agua o la domótica integrada pueden ser la llave a una implantación en masa**, con unos costes de inversión compartidos por varios agentes y, por tanto, asumibles en su conjunto.

Anotábamos también las reticencias iniciales que se presentarán a la tecnología de GAD, debido principalmente a la inseguridad que le generará al cliente rediseñar nuevas estrategias y procesos de su actividad diaria que, en algún caso, podrían entrar en confrontación con la participación activa en el mercado eléctrico a través de la modificación de sus patrones de consumo. Este tipo de situaciones suelen desembocar en una desmotivación por parte del cliente, generalmente averso al riesgo por naturaleza.

Introducimos esta tecnología ya que, si nos fijamos en la figura que hemos propuesto como “resumen visual” de lo que vamos persiguiendo, basta con seguir el camino recorrido en estas primeras reflexiones para relacionar las dos tecnologías descritas anteriormente, TIC y smart metering, con la primera de las nuevas tecnologías intrínsecas al modelo de smart grids, la Gestión Activa de la Demanda.

En la figura podemos comprobar cómo la GAD “soporta” al resto de tecnologías del modelo. Si bien no es totalmente exacto, ya que hemos introducido anteriormente las tecnologías que consideramos de base, sí quiere representar gráficamente el hecho de que **el éxito de las smart grids pasa de forma indiscutible por que se imponga la Gestión Activa de la Demanda como la actividad primordial y el objetivo fundamental que debe perseguir el modelo a corto plazo**.

En el capítulo correspondiente definíamos tres objetivos fundamentales que deben cumplirse para llevar a cabo correctamente la GAD: la reducción del consumo en horas punta, desplazamiento de dicho consumo hacia períodos valle y, en último lugar, reducción general del consumo energético, si fuera posible.

Las dos primeras actuaciones, llevadas a cabo de manera conjunta, es lo que hemos descrito como aplanamiento de la curva de demanda, el cual ha sido uno de los grandes propósitos de las empresas distribuidoras a lo largo de los últimos años y, sin ninguna duda, una de las motivaciones principales a la hora de proponer el modelo de smart grids.

El aplanamiento de la curva de demanda se contempla a través de una correcta gestión de la demanda. El desplazamiento de los consumos no esenciales y

gestionables a períodos en los que el consumo energético del sistema es menor lleva intrínsecas tres ventajas fundamentales: la primera de ellas es el beneficio económico inmediato experimentado al consumir energía en tramos horarios con un precio asociado menor. La segunda es el ahorro a corto plazo en infraestructuras que experimentarán las empresas distribuidoras, gracias a un uso más eficiente de la energía repartido a lo largo del día, sin picos de carga ni valles de consumo. La tercera ventaja es para el operador del sistema ya que, a través de patrones de consumo más previsibles y curvas de carga con menos fluctuaciones, la operación de red se puede simplificar y reducir determinados costes asociados al funcionamiento cerca del límite operativo de red.

Un último beneficio inherente es la posibilidad de aumentar la integración de fuentes de generación renovable en el sistema debido a que, al aumentar la demanda eléctrica en períodos valle, no será necesario desconectar fuentes de generación renovable del sistema, principalmente aerogeneradores (en períodos valle generalmente no existe disponibilidad de energía solar). Actualmente es necesario desconectar gran cantidad de generación renovable en horarios nocturnos, ya que la demanda a cubrir es inferior a la energía que podría producirse de mantenerse éstos a pleno rendimiento. No conviene olvidar que, por ejemplo, las centrales nucleares permanecen en funcionamiento en todo momento, ya que los tiempos de arranque necesarios para volver a ponerse en marcha son muy grandes. Por ello (y por las descomunales inversiones que representan las centrales de este tipo), es necesario que permanezcan funcionando a tiempo completo.

Una vez definidos los conceptos, objetivos y necesidades propias de la Gestión Activa de la Demanda (GAD), es necesario analizar dicha demanda para poder actuar de manera eficiente sobre ella. Este tipo de estudios se están llevando a cabo ya en la actualidad, en vista de los enormes beneficios que la GAD representa para el conjunto del sistema eléctrico. Sin duda es una de las tecnologías más potentes del modelo de smart grids y es precisamente esa la razón de que se prime su integración a corto plazo en el sistema eléctrico.

Hemos pasado de puntillas por la generación de electricidad, principalmente de fuentes renovables, que deben precisamente aumentar su peso específico en el conjunto de la generación energética del modelo de smart grids. En la actualidad, lo veíamos a través de dos mapas muy representativos de la generación y el consumo de electricidad en nuestro país, las fuentes de generación de energía se encuentran localizadas en emplazamientos determinados y, generalmente, lejos de los principales puntos de consumo. Este escenario cambia totalmente con la llegada de las smart grids, en donde se primará la Generación Distribuida, deslocalizada y repartida por todo el territorio sobre el marco descrito anteriormente.

Lograr el máximo aprovechamiento posible de las fuentes renovables, de manera que se reduzca la dependencia de los combustibles fósiles para cubrir las necesidades energéticas del sistema, debe figurar entre los grandes propósitos. El

modelo más eficiente a medio y largo plazo es el que propone la smart grid. De hecho es, probablemente, el único modelo que evita el camino hacia el colapso al que directamente nos conducimos, por ser el único sostenible.

No obstante, **el carácter variable de las fuentes renovables y su naturaleza generalmente impredecible** (cabe comentar que se están llevando a cabo modelos de predicción de condiciones meteorológicas, principalmente orientadas a lograr mayores eficiencias en aerogeneradores, con resultados más que interesantes) **hacen inviable el objetivo de una dependencia total de estas fuentes de energía**. Es necesario, a día de hoy, apoyar la generación a través de fuentes renovables con otras fuentes no renovables que puedan hacer frente a picos de demanda en la red o a un descenso en la producción debido a factores medioambientales.

Sin embargo, **mediante la integración de la GAD y el aplanamiento de la curva de demanda se puede favorecer el máximo aprovechamiento de las fuentes de generación renovables mediante la eliminación de picos de demanda** que obliguen a apoyar a las fuentes renovables con generación de energía a partir de combustibles fósiles. Si a esto le añadimos la modificación de los patrones de consumo que no sigan los de generación renovable, estaremos favoreciendo definitivamente un nuevo escenario de generación de energía en el que las fuentes renovables adquieren el papel principal para dar cobertura a toda la demanda del sistema siendo apoyadas por centrales convencionales dependientes de combustibles fósiles. La eficiencia global del sistema aumentará y, sobre todo, nos aseguraremos la cobertura energética de todo el sistema durante un número de años esperemos que ilimitado.

Cabe reseñar un último beneficio adicional que representa el nuevo escenario de generación de energía propuesto y es el debido al coste del transporte de la energía eléctrica a lo largo de la red hasta el punto de consumo. Cuando los centros de generación de energía se encuentran lejos de los puntos de consumo, como sucede en nuestro país, las pérdidas asociadas al transporte de energía eléctrica pueden oscilar entre un 4-5%. Reduciendo la distancia necesaria para llevar la energía al punto de consumo, mediante la deslocalización de las fuentes de generación, se obtienen menores pérdidas debidas al transporte de energía y, por tanto, un beneficio económico proporcional a la menor distancia que recorre la electricidad en nuestro nuevo escenario de GD.

El principal obstáculo al que se enfrenta la GD es la necesidad de coordinación de todos los recursos energéticos distribuidos del sistema para cubrir las necesidades del conjunto de consumidores. Las tecnologías de comunicación para el transporte y coordinación de toda la información necesaria para el correcto funcionamiento del sistema en tiempo real jugarán un papel destacado a la hora de implantar con éxito esta tecnología en el nuevo escenario propuesto.

Llegados a este punto es el momento de relacionar una de las tecnologías de base con mayor cantidad de sinergias con el resto de tecnologías inherentes a la smart grid: los sistemas de almacenamiento de energía.

La necesidad de almacenar los excedentes de energía se convierte en un factor crítico para el correcto funcionamiento de la smart grid, ya que el almacenamiento de energía será uno de los medios principales para lograr el aplanamiento de la curva de demanda, almacenando los excedentes de energía generados en períodos valle o de baja demanda energética y vertiéndolos a la red en períodos punta o cuando la demanda del sistema alcanza valores elevados. El efecto lo hemos detallado en el capítulo 7, con las ventajas anteriormente descritas del aplanamiento de la curva de demanda.

Los sistemas de almacenamiento de energía representan el puente que debe unir los sistemas de generación de energía con la Gestión Activa de la Demanda, permitiendo optimizar los tiempos de funcionamiento de las fuentes renovables mediante el almacenamiento de los excedentes, utilizando dichos excedentes para cubrir los picos de demanda sin necesidad de que entren en funcionamiento centrales convencionales dependientes de combustibles fósiles y, por tanto, menos eficientes.

Las tecnologías de transporte y almacenamiento de energía son las que requieren, a día de hoy junto con el VE, mayores inversiones necesarias para integrarlas con garantías en el modelo de smart grids. Dentro de las cuatro tecnologías que proponemos como tecnologías de base, los sistemas de almacenamiento de energía son, con mucho, el campo que requiere mayores esfuerzos en inversiones de I+D. **A día de hoy no están preparados para asumir las funciones que deben desempeñar**, tanto para las anteriormente comentadas GAD y GD, como para la tecnología de microrredes y, por último, el Vehículo Eléctrico.

En particular, **la tecnología de baterías dista mucho de alcanzar las características necesarias para el desempeño de funciones de almacenamiento para aplanar la curva de demanda**. Son necesarias densidades de energía almacenada mucho mayores que las que pueden obtenerse con baterías Ni-MH (las más utilizadas actualmente en el ámbito eléctrico). Las baterías de Litio-ión presentan mejores propiedades energéticas y de vida útil (no tienen efecto memoria), pero su ámbito de aplicación se reduce enormemente debido al limitado rango de temperaturas de trabajo en el que puede operar sin deteriorarse (por encima de 65 grados quedan inservibles).

Es cierto que **la definitiva irrupción en escena del VE le ha dado un impulso ciertamente importante al desarrollo de la tecnología de baterías**. La implicación de las grandes marcas de la automoción en la búsqueda del modelo más eficiente va dando sus frutos y ya están disponibles en el mercado las primeras baterías comerciales para VE. **Sin embargo, las aplicaciones que requieren descargas de energía en muy cortos períodos de tiempo siguen sin ser factibles mediante la**

tecnología de baterías. En el capítulo 7 comentamos la posibilidad de crear sistemas de almacenamiento combinando algunos de los elementos descritos en dicho capítulo, los cuales pueden proporcionar algunas de las propiedades requeridas para cubrir parte de las necesidades que requieren las smart grids.

No obstante queda mucho camino por recorrer y, a pesar de que **la tecnología de almacenamiento de energía es una de las que mayor potencial de desarrollo presenta**, es necesario profundizar de forma urgente e invertir en proyectos capaces de dar cobertura a las necesidades que presenta el sistema eléctrico del futuro.

La tercera tecnología específica de las smart grids son las **microrredes**, las cuales quedaron descritas en el capítulo 8. Atendiendo de nuevo a la figura que proponemos como centro de las principales reflexiones, podemos comprobar que **las tecnologías de base que soportan su integración en el modelo son los sistemas de almacenamiento de energía y la electrónica de potencia.**

Las microrredes suponen una nueva concepción de las redes de distribución tal y como las conocemos hoy. La ventaja fundamental que presentan es la capacidad de desconectarse de la red ante contingencias que se presenten en la misma, de manera que se asegura la continuidad del suministro eléctrico ante pérdidas de tensión globales. El funcionamiento en modo isla, que es como se denomina a la situación en la que la microrred es capaz de autoabastecerse de forma aislada del sistema eléctrico, posibilita la continuidad de suministro durante la práctica totalidad del tiempo.

Es importante destacar que **el modo de funcionamiento normal se asume que es en modo conectado**, para aprovechar la estabilidad del sistema eléctrico y operar la microrred bajo criterios económicos de compra-venta de energía. Los recursos energéticos distribuidos propios de la microrred funcionarán normalmente, participando activamente en el mercado según el modelo propuesto de generación y consumo de energía en función de las necesidades globales del mismo. Únicamente cuando el sistema se encuentre en riesgo se desconectará la microrred, pasando a funcionamiento en modo isla, autogestionando sus propias cargas a través de las fuentes de GD locales.

Uno de los aspectos principales a reseñar es **la capacidad que deben poseer las microrredes para cubrir las necesidades propias durante períodos de tiempo relativamente prolongados** ya que, en caso de contingencia severa, es posible que deba permanecer desconectado del sistema durante varias horas. La capacidad de administrar sus propios recursos, así como distribuir en el tiempo las cargas y equipos gestionables, jugarán un papel fundamental a la hora de posibilitar el funcionamiento en modo isla durante tiempos suficiente prolongados para que la autogestión sea factible.

En este aspecto, **los sistemas de almacenamiento de energía desempeñarán un papel destacado a la hora de proporcionar el soporte necesario a la microrred para asegurar la calidad y fiabilidad del suministro eléctrico para el funcionamiento en modo isla. Mediante equipos de almacenamiento en estado de flotación es posible la desconexión de la microrred del sistema eléctrico sin necesidad de suministrar la totalidad de la energía demandada por sus cargas locales, por lo que el dimensionado de los equipos de generación será menor y, por tanto, el modelo más eficiente.**

Los dos puntos débiles que presenta esta tecnología son las protecciones y los mecanismos de conexión/desconexión.

Los sistemas de protecciones necesarios para el desempeño seguro de las microrredes y para el resto del modelo de smart grids deben operar de forma bidireccional, es decir, deben ser capaces de detectar corrientes de falta en cualquiera de los sentidos del flujo de energía, tanto para el sentido desde el sistema eléctrico a la microrred, como desde la microrred hacia la red eléctrica. Esto es extrapolable al resto de la smart grid, **posibilitando la detección desde el cliente a la red, como en sentido de la red hacia el cliente**. Hoy por hoy, no terminan de afinarse los equipos y dispositivos encargados de la detección para que trabajen en ambos sentidos del flujo eléctrico. **Es obligatorio también que las microrredes y la red eléctrica no compartan sistemas de puesta a tierra**, sino que deben poseer cada una de las partes su propio sistema independiente. Es crítico **asegurar en todo momento la perfecta descarga de cada parte de la red en caso de ser necesario realizar maniobras en campo**. Un error en este aspecto puede resultar fatal para la vida de las personas, son riesgos que no deben ser asumibles en ningún momento.

Para el correcto funcionamiento de la tecnología de microrredes se antoja fundamental que no exista ninguna fisura en la fiabilidad de las maniobras realizadas por los equipos de los sistemas de conexión y desconexión. **La electrónica de potencia debe proporcionar las herramientas de control necesarias para amortiguar el impacto que representa sobre el sistema la conexión o desconexión de una parte del mismo de la red eléctrica**. En función de las cargas y equipos de generación que integren la microrred el impacto sobre el sistema puede ser de magnitud importante, pudiendo conducir al mismo a un cero de tensión en caso de no poseer las herramientas necesarias para gestionar eficazmente este tipo de maniobras.

Hemos hecho un breve apunte sobre la última de las tecnologías de base que nos quedaba por ver: la electrónica de potencia. **La Generación Distribuida y las microrredes deberán, en gran parte, su correcto funcionamiento a la eficacia que presenten los equipos y dispositivos basados en electrónica de potencia** descritos a lo largo del capítulo 2.

El segundo **papel protagonista que representará la electrónica de potencia se sitúa en las redes de transporte y distribución futuras**. Hemos visto las aplicaciones

que tendrán los FACTS, las implicaciones que llevan consigo y los principales beneficios que pueden obtenerse a través de su integración a lo largo de las redes eléctricas.

La capacidad de redirigir el flujo eléctrico sin atender rigurosamente a las leyes de Kirchhoff es uno de los sueños que ha perseguido el mundo de la ingeniería eléctrica a lo largo de más de 50 años. **Los FACTS permiten direccionar los flujos de energía a través de la red en función de las necesidades experimentadas por el conjunto del sistema eléctrico** que, gestionadas en tiempo real con un sistema de comunicación rápido y fiable, es capaz de aportar beneficios económicos inmediatos para el sistema, a través del **ahorro que se experimenta en la construcción de infraestructuras de transporte de energía**, las cuales ya no serán necesarias en determinadas zonas del sistema que sí lo requerían en un principio.

La electrónica de potencia, trabajando conjuntamente con las tecnologías de comunicación, permite también incrementar la capacidad de transmisión de energía a través de la operación y explotación de la red más cerca de su límite. En este punto es posible incorporar la tecnología de sincrofasores para **controlar las principales líneas de transporte o, líneas de distribución de importancia crítica para el correcto funcionamiento del sistema** o determinadas partes fundamentales del mismo.

Otra aplicación en la que los FACTS se muestran como una solución efectiva es a la hora de resolver problemas de huecos de tensión. Mediante la instalación de STATCOM, DVR, y SVC, explicados en el capítulo 2, se pueden mitigar los problemas derivados de la existencia de huecos de tensión, aumentando la calidad de suministro eléctrico.

La última aplicación a tener en cuenta, aunque no por ello menos importante, es la aplicación de **tecnologías HVDC para resolver problemas derivados del transporte de energía a grandes distancias, a distintas frecuencias** y, en algunos casos concretos, para optimizar el transporte de energía en líneas subterráneas con un peso específico para el sistema.

La tecnología que sin duda introducirá un cambio más drástico en el modelo, aportará los beneficios más significativos para el conjunto de la sociedad y que, a su vez, generará los mayores problemas a los que debemos enfrentarnos para conseguir su integración masiva es el vehículo eléctrico.

La tecnología de base fundamental que requiere la implantación del VE son los sistemas de almacenamiento de energía. Particularmente, el almacenamiento mediante baterías, el cual posibilita el desarrollo del vehículo eléctrico de batería (BEV).

El sistema eléctrico actual está capacitado para asumir una primera fase de introducción del VE en el sistema eléctrico. A medio plazo sería posible funcionar con las centrales existentes actualmente. Sin embargo, según se vaya produciendo el

cambio estructural del parque automovilístico, la clave del éxito residirá en la gestión coordinada de múltiples puntos de generación y consumo de energía, es decir, en la GD.

A su vez, **el hecho de disponer de millones de unidades de almacenamiento de energía en forma de baterías del VE favorecerá la implantación de microrredes en zonas con grandes variaciones de demanda**, de manera que las baterías del VE se erigen como los equipos de almacenamiento en estado de flotación que demandábamos.

Los beneficios inherentes al VE en el ámbito medioambiental y de sostenibilidad del modelo energético son de sobra conocidos. Pero conviene resaltar la importancia que representa el aumento del consumo de energía en períodos valle, el más propicio para llevar a cabo las recargas de las baterías del VE, a la hora de integrar los recursos energéticos distribuidos y las fuentes de generación renovable que, mediante el aumento de sus tiempos de funcionamiento, maximizan la rentabilidad económica, obteniéndose tasas de retorno de las inversiones mucho menores e incentivando de esta manera su integración en el sistema.

Los problemas fundamentales a los que se enfrenta el VE, desde un punto de vista tecnológico, son fundamentalmente de dos tipos: la **dudosa capacidad que presentan, a día de hoy, los sistemas de almacenamiento de energía para cubrir las necesidades propias de la movilidad interurbana** y los problemas derivados de las cargas y descargas masivas del parque automovilístico de VEs. Este último caso se irá agravando a medida que aumente la integración del VE en las redes eléctricas.

Como se puede visualizar en la figura resumen, el VE representa el techo de las tecnologías del conjunto de las smart grids. Es el elemento final de unión entre varias de ellas y el impulso decisivo que requieren los sistemas de almacenamiento de energía para desarrollar definitivamente las capacidades necesarias para dar cobertura al resto de tecnologías relacionadas. **La gestión de las cargas y descargas de las baterías de VE debe realizarse a través de funciones conjuntas de los sistemas de medición inteligente y tecnologías de comunicación en tiempo real.**

Es cierto que puede parecer que estamos lejos aún de alcanzar los objetivos marcados para hacer realidad el concepto de smart grids. Sin embargo, **tenemos a mano muchas de las herramientas básicas con las que construir los cimientos del modelo** y estamos en la dirección correcta para desarrollar otras tantas que permitan ir avanzando hacia la realidad que hemos tratado de plasmar a lo largo de todas estas páginas.

Obviamente el modelo no es perfecto y existen lagunas y agujeros sobre los que será necesario profundizar en un futuro. No obstante, hemos hecho hincapié en varias ocasiones en el hecho de que el modelo debe ir adaptándose progresivamente a las necesidades que irán surgiendo con la integración paulatina de las nuevas



tecnologías, que jugarán un papel fundamental en un futuro, pero que a día de hoy aún no son una realidad.

El camino que proponemos recorrer trata de aglutinar, en cada uno de los pasos, las herramientas con un mayor potencial de desarrollo y las máximas sinergias que se pueden explotar, sin perder el rumbo trazado desde el inicio para alcanzar un objetivo que parece inicialmente lejano pero que, con apoyo de todos y cada uno de los agentes del sistema eléctrico, pero sobre todo del cliente, se irá acercando poco a poco hasta mostrar, con mayor nitidez, la forma que tomará el nuevo escenario energético del futuro. En nuestras manos está...

BIBLIOGRAFÍA

Se han utilizado dos documentos básicos de apoyo:

- **Tecnalia Energía, IEEC** (2009), “La red eléctrica del futuro y la generación distribuida”, Bilbao.
- **Tecnalia Corporación Tecnológica** (2009) “La microrred, una alternativa de futuro para un suministro energético integral”, Derio, Vizcaya.

El resto de la bibliografía se presenta agrupando las diferentes fuentes de información en función del campo de aplicación, por orden alfabético. En primer lugar aparece el autor, año de creación del documento o consulta de la referencia, formato en el que se consulta la referencia, título del documento o breve explicación del mismo y, finalmente, hipervínculo en la web, si procede.

APARAMENTA

Arteche (2009), PDF, “Información y características técnicas de trafos de intensidad”.

Fasor critical power (2009), “Información básica sobre interruptores estáticos”.
http://www.fasor.com.sv/mqe_productos.html

Ccpot (2009), “Información básica sobre inversores desarrollados en la actualidad”.
<http://ccpot.galeon.com/enlaces1737117.html>

Unidad Guadalajara del Cinvestav (2009), “Información básica sobre FACTS”.
[http://www.cinvestav.mx/Portals/0/Publicaciones.
Noticias/Revistas/Avance_y_perspectiva/julago01/3_facts.pdf](http://www.cinvestav.mx/Portals/0/Publicaciones.Noticias/Revistas/Avance_y_perspectiva/julago01/3_facts.pdf)

Revista Electroindustria (2009), “Monitorización de señales a alta frecuencia – reconectadores de MT”.
<http://www.emb.cl/electroindustria/articulo.mv?xid=257&rank=1>

Thomasnet (2009), “Dispositivos electrónicos inteligentes (IEDs - Intelligent Electronic Devices)” <http://news.thomasnet.com/fullstory/23030>

Patentdocs (2009), “Interruptores inteligentes (Intelligent Circuit Breaker)”.
<http://www.faqs.org/patents/app/20090206059>

Universidad de Valencia, (2009), “Interruptor estático, funcionamiento y aplicaciones”
<http://www.uv.es/emaset/iep00/descargas/Rel%E9s1.pdf>

AUTOMATIZACIÓN DE LA RED

Energos (2009), PDF, “Tecnologías para la gestión automatizada e inteligente de las redes de distribución del futuro”.

UFD (2010), PDF, “Arquitectura de la red de distribución de MT y BT”.

Ormazabal (2009), “Aparamenta, protección, control y automatización de redes eléctricas”. <http://www.ormazabal.es/es/>

AIA (2009), “Aplicación AGORA - Reposición automática de redes eléctricas”.
<http://www.aia.es/internet/Aqora.html>

Patentdocs (2009), “Dispositivos de automatización de la red (relés digitales - IEDS)”.
<http://www.faqs.org/patents/app/20080255709>

CALIDAD DE SUMINISTRO

Estudios eléctricos (2009), “Análisis de contingencias extremas en sistemas interconectados”. http://www.estudios-electricos.com/images/assets/pdf/2E_4.pdf

Juan Rivier, Univ. Pontif Comillas (2009), PDF, “Análisis de la calidad del Sistema Eléctrico español”.

CNE (2009), “Datos TIEPI Unión Fenosa 1993-2000”.
http://www.cne.es/cne/doc/publicaciones/CNE03_00.PDF

Unión Fenosa (2009), “Datos TIEPI Unión Fenosa 2000-2008”.
http://portal.gasnatural.com/archivos/corp/20090801_Orienta_UF_es.pdf

MITYC (2009), “Retribución distintas empresas estatales y explicación del método”.
<http://www.mityc.es/Publicaciones/Publicacionesperiodicas/EconomiaIndustrial/RevistaEconomiaIndustrial/364/113.pdf>

CNE (2009), “Información básica de los sectores de la energía 2008”.
<http://www.mityc.es/Publicaciones/Publicacionesperiodicas/EconomiaIndustrial/RevistaEconomiaIndustrial/364/113.pdf>

UNESA (2009), "Memoria estadística del año 2008".

http://www.unesa.es/documentos_biblioteca/memoria_estadistica/memoria2008.pdf

Ministerio de Industria (2009), "Datos agregados a nivel nacional para determinar el TIEPI de España".

<https://oficinavirtual.mityc.es/eee/indiceCalidad/ccaaAgregadosUltimoAnio.aspx>

Noticias Jurídicas.com (2009), "Real Decreto 222/2008 que establece el régimen retributivo de la actividad de distribución de electricidad".

http://noticias.juridicas.com/base_datos/Admin/rd222-2008.html

ELECTRÓNICA DE POTENCIA

Leonardo-Energy (2010), "Aplicaciones de los FACTS a problemas de caídas de tensión". http://www.leonardo-energy.org/webfm_send/1095

Leonardo-Energy (2010), "Dispositivos FACTS. Explicación de cada uno de ellos y representación". <http://www.leonardo-energy.org/espanol/?p=94>

Leonardo-Energy (2010), "Reducción cortes de tensión mediante DVR (FACTS)". http://www.leonardo-energy.org/webfm_send/972

WEG (2010), "Electrónica de Potencia y calidad de potencia".

<http://www.weg.net/files/products/2-2217.pdf>

PROTECCIONES

UCUF (2009), PPT, "Filosofía de las protecciones AT".

UCUF (2009), PPT, "Protecciones y telecontrol MT".

Copper-bussman (2010), PPT, Autoseccionadores.

<http://www.cooperbussmann.com/pdf/a5bd7344-2715-42f9-80f9-b5e913691bdc.pdf>

SISTEMAS DE PUESTA A TIERRA

COTECSA (2009), "Características básicas y ventajas de sistemas de puesta a tierra - Bobina Petersen". <http://www.cotecsa.es/reactancias.htm>

Unizar (2009), "Proyecto de diseño de bobina Petersen como sistema de PAT para mejorar la calidad del suministro".

http://www.unizar.es/aeipro/finder/INGENIERIA_DE_PRODUCTOS/BB33.htm

Mailxmail (2009), “Distintos sistemas de conexión de neutro – tierra.

<http://www.mailxmail.com/curso-red-electricidad/red-sistemas-conexion-neutro-tierra-segunda-parte>

SINCROFASORES

Cigré (2009), “Sistemas de medición sincrofasorial y supervisión del sistema eléctrico de potencia”.

ZIV p+c (2009), “Medida de sincrofasores y su aplicación a la localización de faltas en las redes de transporte”.

Cigré (2009), “Localizador de fallas utilizando medida de sincrofasores de intensidad (PMU-I) y de tensión (PMU-U)”.

Cigré (2009), “Utilización de sincrofasores para incrementar la capacidad del sistema”.

NASPI (2009), “Mejora de la fiabilidad de la red mediante utilización de sincrofasores en el estudio de la misma”.

http://www.naspi.org/resources/leadership/presentations/naruc_silverstein_20090719.pdf

NASPI (2009), PDF, “Integrating synchrophasors into EMS (Energy Management System) applications”.

http://www.naspi.org/meetings/workgroup/2009_february/presentations/srp_lessons_learned_logic_20090204.pdf

DMWG & WAMTF (2009), “Wide Area Monitoring (WAMs) communication network proposal”.

http://www.wecc.biz/committees/StandingCommittees/OC/Meeting_Materials_061709/Lists/Minutes/1/Revised_Draft_Proposal_WAMS_Network_Jan14_2009v1.pdf

Tecsup (2009), “Aplicación de SINCROFASORES en sistemas eléctricos de potencia”.

<http://www.tecsup.edu.pe/webuds/web/principal?accion=noticia&codigo=717>

NASPI (2009), “North American Synchrophasor Initiative”.

<http://www.naspi.org/>

CERTS (2009), “Phasor Real Time Dynamics Monitoring System”.

http://www.phasor-rtdms.com/phaserconcepts/phasor_adv_faq.html

CERTS (2009), “Aplicaciones y funcionalidad de un sistema de monitorización sincrofasorial”.

http://www.phasor-rtdms.com/prtdms/r_functionality.html

SEL (2009), "SEL es la empresa con mayor número de equipamientos y dispositivos sincrofásicos".

<http://www.selinc.com/default.aspx>

Transmission and Distribution World (2009), "Comentarios sobre sincrofasores, NASPI, NERC".

<http://tdworld.com/substations/synchrophasor-superhighway-0903/>

SMART GRID

FutuRed (2009), "Plataforma Española de Redes Eléctricas".

Unión Fenosa Distribución (2009), "Integración óptima de recursos energéticos distribuidos - Desarrollo de soluciones para la REE 2025".

Endesa (2009), "Transporte de energía eléctrica en CC (HVDC-High Voltaje direct current) de energia electrica en cc.pdf.

<http://www.cerien.upc.edu/jornades/jiie2005/ponencies/transporte>

European Technology Platform (2009), "SDD (Strategic Deployment Document for Europe's Electricity Networks of the Future)".

ftp://ftp.cordis.europa.eu/pub/technology-platforms/docs/smartgrids-sdd-draft-25-sept-2008_en.pdf

European Commission (2009), "European Smart Grids Technology Platform: Vision and Strategy".

http://ec.europa.eu/research/energy/pdf/smartgrids_en.pdf

European Commission (2010), "Integración de las Smart Grdis y aplicación en las Smart Houses del futuro".

http://www.smarthousesmartgrid.eu/fileadmin/templateSHSG/docs/SHSG_D1.2_TechnologyTrends_final.pdf

Leonardo-Energy (2010), Artículo más amplio sobre lo anterior.

https://wpweb2.tepper.cmu.edu/ceic/pdfs_other/Smart_Grid_July_09.pdf

NIST (2010), "Plan de ruta de las Smartgrids en EEUU".

http://www.nist.gov/public_affairs/releases/smartgrid_interoperability_final.pdf

Siemens (2010), PPT, "La evolución hacia las Smart Grids. Smart-Evolution to the Smart Grid.pdf".

<http://w3.energy.siemens.com/cms/us/whatsnew/Documents/Getting>

Programa Ingenio (2010), PPT, "Gestión Activa de la Demanda (GAD)".

<http://www.iic.uam.es/pdfs/GAD.pdf>

Iberdrola (2010), PPT, “Gestión Activa de la Demanda (GAD)”.

http://www.clubinnovacioncv.com/presentaciones/080704_JORNADA_ANUAL_GESTION_INNOVACION_CACSA/PRESNETACION_IBERDROLA.pdf

Instituto Tecnológico de Canarias (2010), PPT, “Generación Distribuida”.

http://www.renovae.org/index2.php?option=com_docman&task=doc_view&qid=104&Itemid=999999999

Universidad de Cartagena (2010), PPT, “Generación Distribuida y recursos energéticos distribuidos - Equipos generadores y nuevas tecnologías”.

http://www.etsii.upct.es/antonio/html_demanda/papers/Generacion_distribuida.pdf

Nelson Hernández (2009), “Redes inteligentes e impacto económico de aumentar la fiabilidad del sistema”.

<http://www.monografias.com/trabajos73/redes-electricas-inteligentes-smart-grid/redes-electricas-inteligentes-smart-grid2.shtml>

U.S. Department of Energy (2009), “Datos financiación de apoyo a las Smart Grids y estimación de beneficios esperados”.

<http://www.energy.gov/news2009/8216.htm>

Comisión Nacional Uso Eficiente Energía (2010), “Generación Distribuida”.

http://www.conae.gob.mx/wb/CONAE/CONA_1917_generacion_distribui?page=5

Leonardo-Energy (2010), “Definición de Smartgrid”.

<http://www.leonardo-energy.org/what-definition-smart-grid>

RESTO DE TECNOLOGÍAS IMPLICADAS

Red Eléctrica de España (2009), “Información muy básica sobre baterías de alta temperatura (NaS)”.

<http://www.csocial.ulpgc.es/Foros/ree/material/14A.pdf>

UFD (2009), PDF, “Nuevas arquitecturas y materiales”.

ENDESA (2010), PPT, “Integración de la energía fotovoltaica en la red eléctrica”.

http://catedrasempresa.esi.us.es/endesared/documentos/jornada_fotovoltaica/Los_retos_de_la_integracion_de_la_fotovoltaica_Angle_Arcos.pdf

Bruker EST (2009), “Gran proveedor mundial de materiales superconductores”.

<http://www.bruker-est.com/home-best.html>



Usyscom/ZIV p+c (2009), "Implementación de buses de proceso en subestaciones eléctricas".

<http://www.usyscom.com/LinkClick.aspx?fileticket=V2nib2G5S0k%3D&tabid=122&mid=488&language=es-ES>

TELECONTROL

J.I. Escudero, J. Luque (2009), "Telecontrol de redes eléctricas".

http://personal.us.es/jluque/Libros_y_apuntes/1994_Telecontrol_redes.pdf

Eduardo José Geney Carvajalino (2009), "Tecnología de telecontrol como herramienta para optimizar el mantenimiento de un sistema de MT".

http://www.aloj.us.es/notas_tecnicas/Telecontrol_Optimizacion_Mto_Distribucion_M.T.pdf

Cigré (2010), "Aplicaciones de telecontrol sobre redes GPRS".

http://www.labplan.ufsc.br/congressos/XIII_Eriac/D2/D2-11.pdf

VEHÍCULO ELÉCTRICO

Fnercom (2011), "Guía del vehículo eléctrico".

<http://www.fnercom.com/pdf/publicaciones/Guia-del-Vehiculo-Elctrico-2009-fenercom.pdf>